

UNIVERSIDAD DE PANAMÁ

VICERRECTORÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSTGRADO

FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES, EXACTAS Y TECNOLOGÍA

ESCUELA DE ESTADÍSTICA

**UN MODELO ESTADÍSTICO DE BOX & JENKINS EN LA ESTIMACIÓN DEL
COSTO MARGINAL DEL SISTEMA PROMEDIO DIARIO PARA LA ENERGÍA
ELÉCTRICA EN PANAMÁ: 2005-2016**

ANABEL ARELIS RAMÍREZ BAYARD

**PRESENTADO COMO UNO DE LOS REQUISITOS PARA OBTENER EL GRADO
DE MAESTRO EN ESTADÍSTICA APLICADA**

PANAMÁ, REPUBLICA DE PANAMA

2016

Ante todo a Dios por darme la oportunidad

A Noely y Tiana las luces de mi vida

A Ana Luisa y Tiburcio por estar siempre a mi lado apoyándome

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer a las siguientes personas y entidades que fueron un soporte importante para el desarrollo exitoso de este proyecto de intervención:

- Al personal del CND Orestes Ortega y Ana Hernández que desde el primer momento me brindaron su tiempo e ideas para orientar el proyecto de intervención.
- Al profesor Rafael Camarena, asesor académico; por su atención y lo acertado de sus indicaciones y recomendaciones
- A la profesora Clara E. Cruz G., co-asesora académica; por la dedicación y tiempo brindado para sacar adelante esta meta.
- Gracias a Diana Centanaro por los “tips” y apoyo brindado que han sido de gran ayuda en la terminación del documento.
- A Cristobal Samudio que en su momento me atendió y brindo parte de sus conocimientos acerca de las variables energéticas.
- A todos aquellos que en su momento me transmitieron sus conocimientos e ideas y que por espacio no he podido mencionar.

CONTENIDO	Pág
Resumen	1
Introducción	2
Capítulo I Marco Teórico	4
1 1 Fundamentación Teórica	5
1 2 Metodología	6
1 3 Tipo de Investigación	8
1 4 Objetivo	8
1 5 Datos	9
1 6 Análisis de series cronológicas	14
1 6 1 Tendencia Secular	15
1 6 2 Irregularidad	15
1 6 3 Estacionalidad	16
1 7 Transformaciones Box Cox	17
1 7 1 Estacionariedad en Media	18
1 7 2 Estacionariedad en Varianza	18
1 8 Pruebas de Hipótesis	21
1 9 Paquetes Informáticos	22
Capítulo II Resultados	23
2 1 Análisis Exploratorio de los datos	24
2 1 1 Visualización de la Serie	24
2 1 2 Prueba de Aleatoriedad	29
2 1 3 Prueba de Tendencia	31
2 1 4 Prueba de Estacionalidad	33
2 2 Transformaciones de la serie	35
2 2 1 Prueba de Estacionariedad en Media	35
2 2 2 Prueba de Estacionariedad en Varianza	36

Capítulo III Conformación del Modelo Box & Jenkins	38
3 1 Modelación	41
3 1 1 Salidas estadísticas Modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	41
3 1 2 Prueba para evidenciar ruido blanco (Box & Ljung Q)	44
Capítulo IV Verificación de los modelos SARIMA propuestos	46
Conclusión	52
Recomendaciones	53
Bibliografía	54
ANEXOS	57
Anexo A Base de datos representativa del CMS promedio diario	58
Anexo B Detalles de Plantas Generadoras al 22 de Febrero de 2016	69
Anexo C Glosario de terminos	75

ÍNDICE DE CUADROS	Pág.
Cuadro N°1 PostDespacho Horario por Planta Generadora, del día 11 de abril de 2016	12
Cuadro N°2 CMS promedio diario atípicos extremos por fecha, día de la semana y su promedio histórico correspondiente	26
Cuadro N°3 Prueba de Rachas del CMS promedio diario con el programa INFOSTAT	30
Cuadro N°4 Salida de resultado de la prueba Beta en STATISTICA	32
Cuadro N°5 Salida de resultados en la prueba de Levene's en STATISTICA	36
Cuadro N°6 Salida de los resultados en las pruebas estadísticas de Hartley, Cochran y Barlett en STATISTICA	37
Cuadro N°7 Salida del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	41
Cuadro N°8 Salida del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇ , según Box & Ljung Q	44
Cuadro N°9 Estadísticas de Error en validación de los modelos mas plausibles en serie completa período del 4 de enero al 19 de junio de 2016	47
Cuadro N°10 Valores Pronosticados para una semana del CMS promedio diario Lunes 4 al Domingo 10 de enero de 2016	48
Cuadro N°11 Datos promediados diariamente del CMS 2005-2016	58
Cuadro N°12 Detalles de Plantas Generadoras, por Agente Productor y Tipo de Generación Eléctrica actualizado al 22 de Febrero de 2016	69

ÍNDICE DE FIGURAS	Pág.
Fig N°1 Diagrama de los valores de entrada para la estimacion del Costo Marginal del Sistema (CMS)	13
Fig N°2 Diagrama de Flujo de la Metodología Box & Jenkins	20
Gráfica N°1 CMS promedio diario en la energía eléctrica de Panamá 2005 - 2016	25
Gráfica N°2 CMS promedio diario modificado en la energia eléctrica de Panama 2005 -2016	28
Gráfica N°3 Box Plot y Scatterplot de la serie CMS promedio diario, según día de la semana 2005 – 2016	29
Gráfica N°4 Autocorrelograma Simple del CMS promedio diario modificado 2005 – 2016	31
Gráfica N°5 Autocorrelograma Parcial del CMS promedio diario modificado 2005-2016	33
Gráfica N°6 Diferenciado de orden 1 a la serie original CMS promedio diario modificada 2005-2016	34
Gráfica N°7 Diagrama de residuales del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	42
Gráfica N°8 Histograma del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	42
Gráfica N°9 Autocorrelograma Simple del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	43
Gráfica N°10 Autocorrelograma Parcial del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇	43
Gráfica N°11 Comparación del CMS promedio diario modificado del modelo de predicción (2, 1, 1) (0, 1, 1) ₇ 4 al 10 de enero de 2016	49
Gráfica N°12 Comparación de la serie completa del CMS promedio diario observado y pronosticado 2005-2016	50
Gráfica N°13 Comparación del CMS promedio diario observado vs pronosticado del 4 de enero al 19 de junio 2016	51
Gráfica N°22 Comparación del CMS promedio diario particionado por Hidrocarburos del 23 al 29 de noviembre de 2009	62
Gráfico N°23 Comparación del CMS promedio diario particionado por Hídrica del 7 al 13 de diciembre de 2015	63

RESUMEN

Este estudio plantea una alternativa estadística pudiendo considerarse una estrategia óptima, basada en un modelo estadístico de series de tiempo que se ajuste al promedio del Costo Marginal del Sistema de la energía eléctrica a escala diaria, donde la variable en análisis es un indicador que sirve de apoyo en el establecimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda del mercado eléctrico en Panamá, y el Costo Marginal del Sistema refleja el costo o valor a utilizar en las transferencias de electricidad entre las empresas generadoras de energía (su unidad de cálculo es en dólares por MegaWatt, \$/MW)

Palabras Clave: costo marginal del sistema, electricidad, series de tiempo, pronóstico, mercado eléctrico panameño

ABSTRACT

This study raises, an statistic alternative can be considered an optimal strategy, based on time series forecasting statistic models, that fits at the daily average system, marginal prices electricity, when, the variable in analysis is an electrical indicator, which supports the establishment of offer and demand equilibrium in the electric market in Panama, where, the system marginal prices electricity is a pattern of the value, or cost used in the transfer of electricity between the power generating companies (the calculation unit is in dollar per MegaWatt (\$/MW)

Key words: system marginal prices electricity, electricity, time series, forecasting, electric panamanian market

INTRODUCCIÓN

Es razonable pensar que el Precio de la energía eléctrica este asociado al Costo de la energía eléctrica, y que a la vez guarde relación con el tiempo, es decir el corto, mediano y largo plazo del despacho de la energía eléctrica. Estudiosos de este tema han analizado que a corto plazo las variaciones de demanda de energía eléctrica suelen estar ligadas a la mayor o menor intensidad en el uso de la electricidad. Esto es debido en otras causas al horario de mayor actividad laboral, variables climáticas o actividad económica y han encontrado que a medio y largo plazo, la combinación de las causas económicas, demográficas y tecnológicas afectan a variables claves en la demanda de energía eléctrica, tales como la fuerte actividad inmobiliaria, crecimiento comercial (grandes centros comerciales), nuevo sistema de transporte, etc. (Fernández, Luis 2008).

El Mercado Eléctrico panameño es muy joven, pues se puso en marcha en 1999 cuando entró en vigor la Ley 6 del 6 de febrero de 1997 con la que se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Por lo tanto, el mercado eléctrico se basa en la competencia entre las empresas generadoras de energía, y tiene como objetivo incrementar la calidad del suministro, la mejora del medio ambiente y hacer que los precios se auto regulen en un mercado libre.

La institución con la responsabilidad de transmitir la energía en el país tiene la necesidad de aplicar una técnica que estime el costo marginal del sistema, lo cual realiza a través del Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), la cual hasta el momento no ha realizado en su registro ningún tipo de estudio al respecto; ésta a su vez se encuentra bajo la responsabilidad y gobernabilidad de la Secretaría Nacional de Energía, entidad que

coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad. Al igual que otros mercados internacionales, el mercado eléctrico en Panamá, busca en todo momento el equilibrio de la oferta y la demanda. No obstante a diferencia de otros mercados tiene una complicación **no puede almacenar inventarios para venderlos en otro momento**, razón por la cual este proceso de búsqueda del equilibrio es instantánea y debe cumplirse las 24 horas los 365 días del año.

Sin duda uno de los indicadores para utilizar en este sector son los costos marginales de la energía eléctrica para la condición de adaptación entre oferta y demanda en el sector del mercado eléctrico. Este costo marginal (CMS), que en términos simples refleja el costo de suministrar 1 kilo watt hora (kWh) adicional, es uno de los manejos importantes para la toma de decisiones de los actores del sector eléctrico, pues su análisis y proyección futura revelan las oportunidades del negocio de generación.

Siendo considerada la propuesta de aplicar los conocimientos estadísticos en cuanto a las series de tiempo mediante el uso de la metodología de Box & Jenkins para el pronóstico del costo marginal del sistema relacionado a la energía eléctrica.

CAPITULO I.
MARCO TEÓRICO

1.1 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

La ley N° 6 del 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, establece las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica en Panamá. De las cuales se encuentran reguladas la transmisión, la distribución y la comercialización, mientras que la generación no está regulada por la entidad designada para estos fines, el cual cumple la función de un Ente Regulador representado en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

De esta manera surge la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), que es una sociedad anónima con capital 100% estatal, constituida con las disposiciones establecidas en la Ley 6 de 1997, es por ello que dentro de sus acciones se encuentra el Centro Nacional de Despacho de Energía (CND), la cual es una dependencia, que coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, asegurando las condiciones de libre competencia en un ambiente de mercado a través de normas claras y promoviendo la inversión en la actividad eléctrica.

El costo marginal del sistema de la energía eléctrica en Panamá es calculado por el CND, la información viene dada de los valores de generación de energía que indican las Centrales Generadoras de la Energía y la demanda, siendo en la actualidad las fuentes de generación hídrica (utilizan el recurso agua), empresas generadoras a base de combustible fósil (usan combustible como el Bunker C), y últimamente la incorporación de las empresas generadoras de energía eólica (donde el viento es la fuente primaria) y energía solar (la radiación solar es la fuente principal de energía eléctrica).

Siendo las hidroeléctricas y las termoeléctricas las opciones de generación mayormente establecidas en el país y que son la base principal que permiten suplir las diversas actividades humanas (comercio, hogar, luminarias, escuelas, etc)

Donde encontrar un modelo de pronóstico del promedio del costo marginal del sistema de la energía (CMS) a una escala de corto plazo, en este caso a nivel diario, conlleva una serie de análisis complejos, no obstante los métodos estadísticos son una forma matemática y científica de adecuar un modelo a este tipo de datos, razón por la cual es importante conocer con anticipación el valor al que podría llegar a muy corto plazo, el precio de la energía en las actividades de la programación del despacho a las empresas distribuidoras de electricidad en el país

1.2 METODOLOGÍA

Los metodos paramétricos de series temporales univariantes tienen una característica en común, ya que explican la estructura estocástica de donde se tiene la completa observación de los datos. Con esta técnica lo que se pretende es usar la información para un período considerable denominada variable de muestra para realizar las estimaciones. Una vez que el modelo haya sido estimado y validado, se usará para predecir valores a futuro de la serie.

Las relaciones entre los precios y sus determinantes (factores en la oferta, la demanda y la regulación) han sido bien entendidas en un contexto general, (Pilipovic, 1998). Sin embargo, las características particulares de cada mercado hacen que sea difícil, sino imposible, que se puedan plantear modelos determinísticos, generales y universalmente válidos que representen dicha relación, en este contexto, la Econometría Empírica provee mecanismos de indiscutible utilidad para el análisis de dichas relaciones, siendo de particular interés aquellos modelos que permiten establecerlas de un modo empírico.

Los casos reportados en la literatura más relevante se clasifican según su fin, en modelos explicativos y en modelos predictivos, los primeros buscan entender el comportamiento histórico de los costos de electricidad, así como analizar sus propiedades, mientras que los segundos están orientados exclusivamente a pronosticar su valor futuro, obviando muchos de los aspectos metodológicos que se tienen en cuenta en el modelado de series de tiempo

Gran parte de los modelos en la literatura se basan en el uso de Técnicas estadísticas y de análisis de series de tiempo que permiten capturar las principales características de las series de precios y analizar su comportamiento. Siendo primario el uso de criterios estadísticos, como por ejemplo los modelos de Box y Jenkins, las redes neuronales artificiales, y técnicas de descomposición y filtrado, entre otros. También se incluye el Análisis económico (o fundamental) de las fuerzas de la oferta y la demanda, que permite analizar la formación de los costos al considerar las condiciones de equilibrio del mercado y los determinantes de los precios. Este análisis puede ser cuantitativo o cualitativo. Este grupo comprende los modelos de optimización y los modelos de equilibrio del mercado tales como Cournot (Rodrigo Hidalgo, Tesis 2013, Colombia). A la vez existen los Métodos híbridos que combinan las aproximaciones anteriores, estos los modelos de equilibrio son usados para representar el mecanismo de formación de los precios, y los modelos estadísticos de series temporales son usados para representar el comportamiento de los factores determinantes de los costos.

A continuación en este capítulo se detalla la realización de la metodología predictiva utilizada en el estudio, contemplándose la técnica estadística de series de tiempo cronológica de Box & Jenkins (Jenkins y otros, 2016) o alternativas, posteriormente con los resultados encontrados se probará un modelo óptimo que se ajuste a la serie en estudio.

y llegar a modelar la dependencia del valor de la serie en el periodo a estimar con los valores pasados de la misma serie lo cual determina la estructura de autocorrelación de la serie para identificar el proceso estocástico generador de los datos de la variable en estudio

Se pretende validar el modelo de acuerdo a las estadísticas residuales obtenidas de los valores registrados al 2016

Finalmente todo el procedimiento y los resultados obtenidos del análisis se plasman en este documento en capítulos posteriores

1.3 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El análisis del costo marginal del sistema en la energía eléctrica se basó en una investigación de tipo exploratoria-predictiva y el diseño de tipo retrospectivo y prospectivo (Sampieri, 1997), debido a que se maneja una base de datos con suficientes registros, los cuales son de acceso público como parte de las operaciones y resultados de operaciones abiertas y mostradas al público en general por parte del CND

1.4 OBJETIVO

i Objetivo General

Establecer una estrategia óptima de ofertas en el mercado eléctrico panameño por medio de un modelo estadístico de series de tiempo que se ajuste al promedio del costo marginal del sistema de la energía eléctrica a escala diaria o instantánea

ii Objetivos Específicos

- Evidenciar las componentes o patrones básicos en la evolución del CMS promedio diario por medio del Análisis Exploratorio de los Datos (AEDE)

- Realizar las transformaciones más adecuadas a la serie de la metodología predictiva de Box & Jenkins o cualquier alternativa ad hoc
- Realizar el pronóstico del CMS promedio diario, utilizando la ecuación del modelo más adecuado

1.5 DATOS:

El Costo Marginal del Sistema (CMS) se refiere al costo asociado al sistema eléctrico para poder satisfacer la demanda de electricidad en el tiempo que se esté utilizando en una determinada etapa. El cual va asociado a las diversas técnicas de generación de electricidad establecidas en Panamá, de las cuales se tiene generación térmica, generación hídrica, generación eólica, generación solar y últimamente la generación por desechos.

La información corresponde a la publicación diaria que realiza el CND en el link <http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=1> donde se puede acceder de manera gratuita y libre, en la sección “Informes” los datos de las Operaciones del “PostDespacho Diario” de los Agentes Generadores (Empresas Generadoras de Electricidad), donde por día se descarga un archivo comprimido (WinZip o WinRar) el cual contiene uno o varios archivos en formato Microsoft Excel.

En el archivo descargable se muestra la generación horaria dada en Costo/MegaWatts (\$/MW) de cada una de las Plantas Generadoras participantes en el transcurso del día.

El Costo Marginal del Sistema que es la variable energética de interés se toma del resultado desde las 00:00 horas a las 24:00 horas. Se confeccionó una hoja de Excel con los datos de cada día horariamente, para posteriormente realizar un filtro promediado de 24 horas de datos observados del CMS para su utilización en el análisis a nivel diario. Se consideró

como período de análisis desde la primera medición del CMS a las 00 00 horas del día Lunes 3 de enero de 2005, hasta el último registro de las 24 00 horas del Domingo 3 de enero de 2016. Siendo contabilizado un total de 4,017 observaciones del CMS promedio diario. De los cuales la semana comienza un día Lunes y finaliza en un día Domingo.

Esta metodología de comienzo de semana tomando como guía el inicio del período de entrenamiento de los datos, empezando el primer día Lunes del año 2005, según el Calendario Juliano, por lo cual la serie en estudio comienza el día Lunes 3 de enero de 2005 y finaliza la serie el día Domingo 3 de enero de 2016 como final de semana. La base de datos trabajada se muestra en la sección Anexo A en el cuadro N°16.

En vista de que según el calendario juliano la última semana del año 2015 incluía los 3 primeros días del año 2016, se consideró agregar estos días para el análisis empezando los días Lunes y terminando la semana los Domingos.

Como tiempo de validación se tomó del mes de Enero hasta Junio del año 2016 como período de validación y evaluación de los resultados encontrados con la estimación del CMS promediados a nivel diario. Los resultados se detallan en otro capítulo.

Para una mejor comprensión de la información analizada en este proyecto de intervención se muestra a la fecha del día 22 de febrero de 2016 con datos verificados por el Centro Nacional de Despacho (CND) de ETESA la contabilización de al menos 194 Plantas Generadoras de Electricidad en el país, organizadas según se detalla en el cuadro N° 10 ubicado en la sección Anexos.

En el siguiente cuadro se incluye una hoja de ejemplo de la forma original en que se muestran los datos al público del portal web del CND. La tabla mostrada se descargó del

sitio web para cada día de estudio, siendo analizados los datos desde el Lunes 3 de enero de 2005 hasta el Lunes 3 de enero de 2016. Por motivos de espacio en la hoja solo se muestran algunas plantas generadoras, además del tiempo, dado que la serie va desde las 00 horas a las 24 horas. El valor final del postdespacho horario se muestra como el dato horario del CMS. En vista de que para cada día se tienen 24 mediciones, se realizó un promedio del CMS que es utilizado en el estudio a nivel diario, este procedimiento se ejecutó para los mas de 4000 registros diarios.

Con lo explicado anteriormente se tiene que la variable Costo Marginal del Sistema es una variable calculada donde una de la información de entrada es la generación, dependiendo del peso que se le dé a la generación eléctrica en el momento, la cual esta sugerida por la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP) que dicta al Centro Nacional de Despacho (CND) según el tipo de generación a la cual se le atribuye el mayor peso en el cálculo del precio a la electricidad.

Cuadro N°1. PostDespacho Horario por Planta Generadora, del día 11 de abril de 2016

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA S.A

Centro Nacional de Despacho - CND

Post Despacho del día 17 de julio de 2016

HORA UNIDADES	1	2		10		23	24	TOTAL
MIRAFLORES G1	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
TERMOCOLON G2	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
TERMOCOLON G1	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
J BROWN G5	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
BLM G8	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
GIRAL G1	3 6	3 6		0 0		3 6	3 6	14 3
ESTRELLA DEL NORTE 2 G3	5 2	5 2	"	3 1		5 1	5 1	23 5
SANTA INES G1	5 3	5 3		5 3		2 7	0 0	18 6
JINRO G1	1 6	1 6		1 6		1 6	1 6	8 0
ESTRELLA DEL NORTE 1 G1	0 0	0 0		0 0		4 1	4 1	8 1
MIRAFLORES G6	16 8	16 9		16 3		17 0	17 2	84 1
FORTUNA G1	28 2 K01	26 4 K01		1 3 K01		71 7 K01	54 7 K01	182 3
BAYANO G1	0 0	0 0	-	0 0		0 0	0 0	0 0
YEGUADA G1	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
YEGUADA G2	0 0	0 0		0 0		0 0	0 0	0 0
YEGUADA G3	0 1	0 1		0 0		0 0	0 0	0 2
PROG 230-10	47 9	44 2		46 7		68 4	53 8	261 0
Generación	1,169 4	1,124 3		1,115.2		1,239 6	1,164.0	<u>5,812.5</u>
CMS	57 20	57 20		57 20		57 20	57 20	<u>57 2</u>
Carga Real	1,121 8	1,080 1		1,068 5		1,171.2	1,110.2	<u>5,551 5</u>

\$/MWh

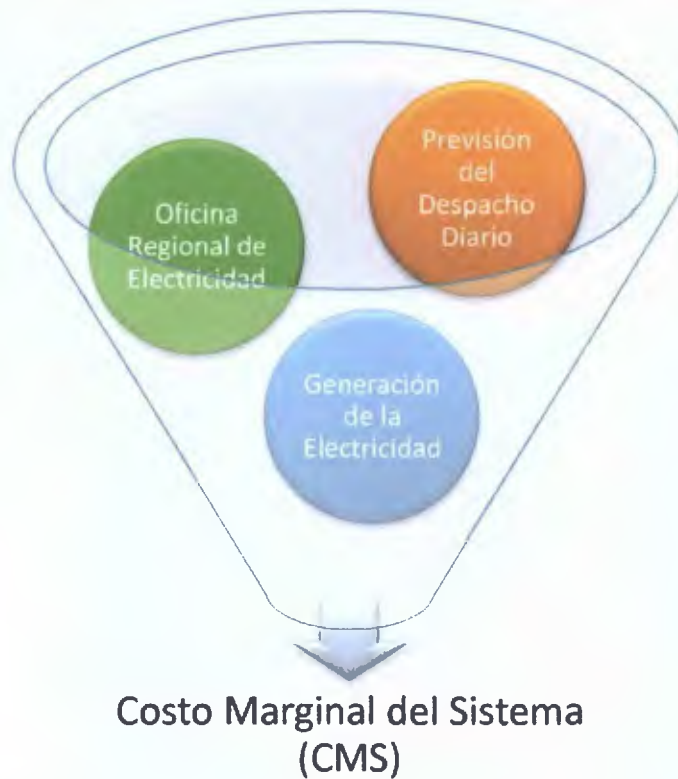
Nivel y Aporte de los
lagos
a las 24 00 horas

FORTUNA

1039 97 m 20 52 m³/seg

CHANGUINOLA 1

Fig. 1. Diagrama de los valores de entrada para la estimación del Costo Marginal del Sistema (CMS)



Fuente: Elaboración propia

En la siguiente figura se muestra las variables de entrada tomadas en cuenta para la realización del costo marginal del sistema de energía eléctrica, según el Centro Nacional de Despacho (CND) de ETESA, donde por semana la Oficina Regional de Electricidad emite las estimaciones de variaciones de la electricidad en los países de Centroamérica, también el CND estima el Despacho Diario de Electricidad, lo cual conlleva un estimado en la Generación permitida a cada una de los Agentes Generadores (ver sección Anexos- Glosario de Terminos); no obstante los valores del CMS utilizado en este estudio corresponden al PostDespacho Diario, razón por la cual son los datos ya registrados en el Sistema Eléctrico panameño.

1.6 ANÁLISIS DE SERIES CRONOLÓGICAS:

En el sector eléctrico es recomendable el poder tener a mano una herramienta que sirva para verificar los pronósticos que actualmente reflejan los resultados de los modelos de optimización de recursos y observar las posibles causas de las desviaciones que se dan en el tiempo real versus los estimados

A nivel del CND, sería aprovechable para que el personal que no maneja los modelos (programas de optimización de recursos de generación eléctrica), tengan una manera más rápida y amigable de tener estimaciones del CMS en el muy corto plazo

Debido a la aplicabilidad de una técnica estadística de serie de tiempo, la cual es una secuencia de observaciones medidas, observadas o calculadas en un momento determinado de tiempo, ordenados de manera cronológica y espaciados de una manera uniforme, por lo que se asume que los datos usualmente son independientes entre sí Y asumiendo la temporalidad de los datos, los cuales son una secuencia de N observaciones, datos o registros, los cuales se encuentran ordenados y equidistantes cronológicamente sobre una o varias características de la variable en estudio

Con lo expresado anteriormente una serie temporal puede tener una representación matemática, siendo

$$Ec N^{\circ} 1 \quad y_1, y_2, \dots, y_N, (y_t)_{t=1}^N, (y_t \quad t = 1, \dots, N),$$

donde y_t estima de la serie y N es el numero de observaciones de que consta la serie completa

De ahí que una serie temporal se refiera a un período de tiempo que pudiera ser considerado de muestra, dado que a partir de ese tiempo es que se tienen observaciones mas concretas y registros de la historia de donde se origina la informacion

En tal sentido la técnica de descomposicion de series temporales plantea que los datos se puedan descomponer en varias componentes para estudiar su comportamiento en el tiempo

Componente Tendencia Secular, Componente de Irregularidad o Aleatoriedad y Componente de Estacionalidad

Para observar la clasificación descriptiva de la serie temporal se estudia

- Componente Estacionariedad en media y varianza

A continuación se detallan cada una de las componentes de las Series de Tiempo cronológicas

1.6.1. Tendencia Secular: Puede definirse analizando los cambios que presenta la variable en un período de tiempo, ya sea a mediano o a largo plazo. Se puede identificar como la inclinación o la dirección hacia donde aportan la mayor cantidad de valores observados de la variable en forma gráfica. La tendencia se identifica con un movimiento suave de la serie a largo plazo. Siendo considerada la prueba estadística Beta, que se puede representar de la siguiente manera

$$\text{Ec N}^\circ 2. f_x(X) = \frac{(X-A)^{\beta-1}}{\beta(p,q)}, 0 < x < 1$$

Donde: Ec N° 3 $\beta(p, q) = \frac{\Gamma(p)\Gamma(q)}{\Gamma(p+q)}$ es la denominada función Beta

1.6.2. Irregularidad o Aleatoriedad: Se refiere a la dinámica oscilatoria de la serie (volatilidad) cuando la serie no muestra u observa algún patron de comportamiento,

es decir, las posiciones con relación al tiempo de la variable observada se muestran de manera fortuita (subida y bajada)

Racha Una serie continua de uno o más símbolos

1.6.3. Estacionalidad: En esta componente lo que se busca es observar la variación que muestra la variable en estudio cada cierto período o periodos de tiempo. Un patrón que se repite con cierta periodicidad que puede ser semanal, mensual, semestral. Muchas series temporales presentan cierta periodicidad o dicho de otro modo, variación de cierto período (semestral, mensual, etc.). Por ejemplo las Ventas al Detalle en muchos países aumentan por los meses de noviembre y diciembre por las festividades navideñas. Estos efectos son fáciles de entender y se pueden medir explícitamente o incluso se pueden eliminar de la serie de datos, a este proceso se le llama desestacionalización de la serie (Jenkins y otros, 2016).

Se da el caso que los valores que toma una variable en el tiempo no sean independientes entre sí, por lo que un valor determinado depende de los valores anteriores a este, siendo así se muestran dos formas de evidenciar visualmente la dependencia de las variables, siendo

La **Función de Autocorrelación Simple** (ACF, por sus siglas en inglés) permite medir la correlación entre dos variables (tiempo y CMS promedio diario) separadas por k períodos de tiempo. De lo cual se puede escribir matemáticamente que

$$\text{Ec N}^\circ 4 \quad \rho_j = \text{corr}(X_j, X_{j-k}) = \frac{\text{cov}(X_j, X_{j-k})}{\sqrt{V(X_j)}\sqrt{V(X_{j-k})}}$$

Donde

$$\rho_0 = 1 \quad -1 \leq \rho_j \leq 1$$

$$\text{Simetría } \rho_j = \rho_{-j}$$

La **Función de Autocorrelación Parcial** (PACF, por sus siglas en inglés) mide la correlación entre dos variables separadas por k períodos cuando no se considera la dependencia creada por los retardos intermedios existentes entre ambas. Escribiéndolo matemáticamente se tiene

$$\text{Ec N}^\circ 5 \quad \pi_j = \text{corr} \left(\frac{X_j X_{j-k}}{X_{j-1} X_{j-2} \dots X_{j-k+1}} \right)$$

Donde

$$\pi_j = \frac{\text{cov}(X_j - \bar{X}_j, X_{j-k} - \bar{X}_{j-k})}{\sqrt{V(X_j - \bar{X}_j)} \sqrt{V(X_{j-k} - \bar{X}_{j-k})}}$$

El estudio descriptivo incluye la condición de Estacionariedad, la cual a su vez se analiza como

1.7. TRANSFORMACIONES BOX COX:

Técnica estadística desarrollada por los ingleses George Box and Sir David Cox, los cuales se unieron para encontrar un método para series no lineales, es decir una transformación óptima para la variable dependiente (Y) mientras se estima un modelo de regresión lineal. Es muy útil en casos en que la serie presente normalidad y heterocedasticidad (inhomogeneidad de varianzas). En ocasiones cuando la variabilidad de la variable dependiente (Y) cambia como una función de la variable dependiente (X), es considerable el utilizar una apropiada transformación de Y estabilizando la variabilidad, lo cual produce que las desviaciones alrededor del modelo sean más normalmente distribuidas.

En una modelización por la técnica de series de tiempo cronológicas lo que se busca es lograr disminuir o eliminar los componentes de la serie por medio de las series de transformaciones, donde una de las mas usadas corresponde a la técnica de Box & Cox, la cual previo al proceso de modelización busca reducir los componentes hasta tener una variación residual que no pueda explicarse o disminuirse, lo cual terminaría en una serie transformada o final que no tenga estructura, es decir *ruido blanco*

La transformación potencial está definida como una función continua que varía con respecto a la potencia λ , donde

$$Y_i^{(\lambda)} = \begin{cases} K_1(Y_i^{(\lambda)} - 1) & \text{si } \lambda \neq 0, \\ K_2 \ln(Y_i) & \text{si } \lambda = 0 \end{cases}$$

K_2 , es la media geométrica de los valores Y_1, \dots, Y_n

K_1 , es un parametro que depende de K_2 y de λ , así $K_1 = \frac{1}{\lambda K_2^{\lambda-1}}$

1.7.1. Estacionariedad en Media: En estadística en el sentido estricto de la Estacionariedad en media se requiere que todos los momentos sean invariables en el movimiento de la serie. La presencia de no estacionariedad únicamente en la media, es decir, en el momento de primer orden, puede recogerse introduciendo elementos deterministas -tales como tendencias lineales o polinómicas, tendencias segmentadas, variables ficticias, etc en la especificación del proceso. En caso de que la introducción de estos elementos deterministas capture la no estacionariedad en media del proceso, la inferencia estándar es aplicable bajo los supuestos básicos clásicos

1.7.2. Estacionariedad en Varianza: Las tendencias en varianza, es decir, que la varianza sea función del tiempo, pueden estar provocadas, entre otros motivos, por la existencia de raíces unitarias en el polinomio de la representación autorregresiva del proceso. Siendo así se proponen los siguientes estadísticos para verificar la inhomogeneidad en varianza en los datos, por medio de la prueba estadística Levene's (Correa y otros, Junio 2006) cuyo objetivo es corroborar la existencia o no de homogeneidad entre las varianzas de la serie de CMS promedio diario.

A la vez se incluyó las pruebas estadísticas de Hartley, Cochran y Barlett, donde la prueba C de Cochran nombrada en honor de William G. Cochran supone la individualidad de los datos.

La prueba estadística χ^2 de Bartlett introducida en 1937, es una modificación del test de Neyman y Pearson para "corregir el sesgo", es muy sensible a alejamientos del supuesto de normalidad (Llinás, 2000).

La prueba estadística F max de Hartley verifica diferentes grupos que tienen una varianza similar. Desarrollado por H. O. Hartley en 1950. Esta es probablemente la prueba más simple de homogeneidad de las varianzas (Llinas, 2000).

Para mostrar los pasos a realizar para el análisis del CMS promedio diario se muestra en la siguiente imagen un Diagrama de Flujo de la metodología de Box & Jenkins para series de tiempo cronológicas.

Fig. N°2. Diagrama de Flujo de la Metodología Box & Jenkins



Fuente: Elaboración propia

1.8. PRUEBAS DE HIPÓTESIS:

Para evidenciar las componentes de análisis exploratorio en la serie temporal, para ello se realizan las evidencias o sustentaciones por medio de Pruebas de Hipótesis en los casos que lo ameriten, siendo el planteamiento de la hipótesis nula e hipótesis alternativa, respectivamente para cada una de las componentes de la técnica estadística en mención

Las hipótesis de análisis asociadas a la técnica de series de tiempo corresponden a

➤ Prueba para evidenciar Estacionariedad en Media (Componente de Tendencia)

$H_0 \beta_1=0$, “El Costo Marginal del Sistema (CMS) promedio diario del 2005 al 2015, NO cambia a través del tiempo, es decir no muestra cambios en su media a través del tiempo”

$H_1 \beta_1 \neq 0$, “El Costo Marginal del Sistema (CMS) promedio diario del 2005 al 2015, SI cambia a través del tiempo, es decir no muestra cambios en su media a través del tiempo”

➤ Prueba para evidenciar aleatoriedad o irregularidad

$H_0 \rho=0$, “El CMS promedio diario de 2005 al 2016 muestra aleatoriedad”

$H_1 \rho \neq 0$, “El CMS promedio diario de 2005 al 2016 no muestra aleatoriedad”

➤ Prueba para evidenciar estacionariedad en varianza

$H_0 \sigma_1^2 = \sigma_2^2 = \sigma_3^2 = \dots = \sigma_n^2$ “El CMS promedio diario de 2005 al 2016 muestra homogeneidad entre varianzas, es estacionario en varianza”

$H_1 \sigma_1^2 \neq \sigma_2^2 \neq \sigma_3^2 \neq \dots \neq \sigma_n^2$ “El CMS promedio diario de 2005 al 2016 no muestra homogeneidad entre varianzas, no es estacionario en varianza”

➤ Prueba para evidenciar ruido blanco (Box & Ljung)

$H_0 \quad \rho=0$, “Los residuos del CMS promedio diario del 2005 al 2016 están incorrelacionados”

$H_1 \quad \rho \neq 0$, “Los residuos del CMS promedio diario del 2005 al 2016 no están correlacionados”

Todas las pruebas de hipótesis han sido verificadas a un nivel de confianza del 95%, esto para las decisiones en cuanto a las pruebas estadísticas asociadas a la técnica de serie de tiempo. Siendo la regla de decisión

Sí $p_c < 0.05$ se rechaza H_0 y se acepta H_1

1.9. PAQUETES INFORMÁTICOS:

Para el análisis estadístico de series de tiempo en este estudio se utilizaron los paquetes informáticos STATISTICA versión 7, SPSS e Infostat. En cuanto a algunos análisis como el Análisis Exploratorio de los Datos (AEDE) se utilizó Microsoft Word como procesador de palabras para Windows 10, también Microsoft Office Excel para Windows 10.

CAPITULO II.

RESULTADOS

Posterior a la etapa de procedimiento o metodología para realizar el análisis de la técnica estadística de series de tiempo cronológicas se obtuvieron los siguientes datos analizados para el Costo Marginal del Sistema (CMS) en la energía eléctrica de Panamá

2.1. Análisis Exploratorio de los Datos

2.1.1. Visualizar la serie

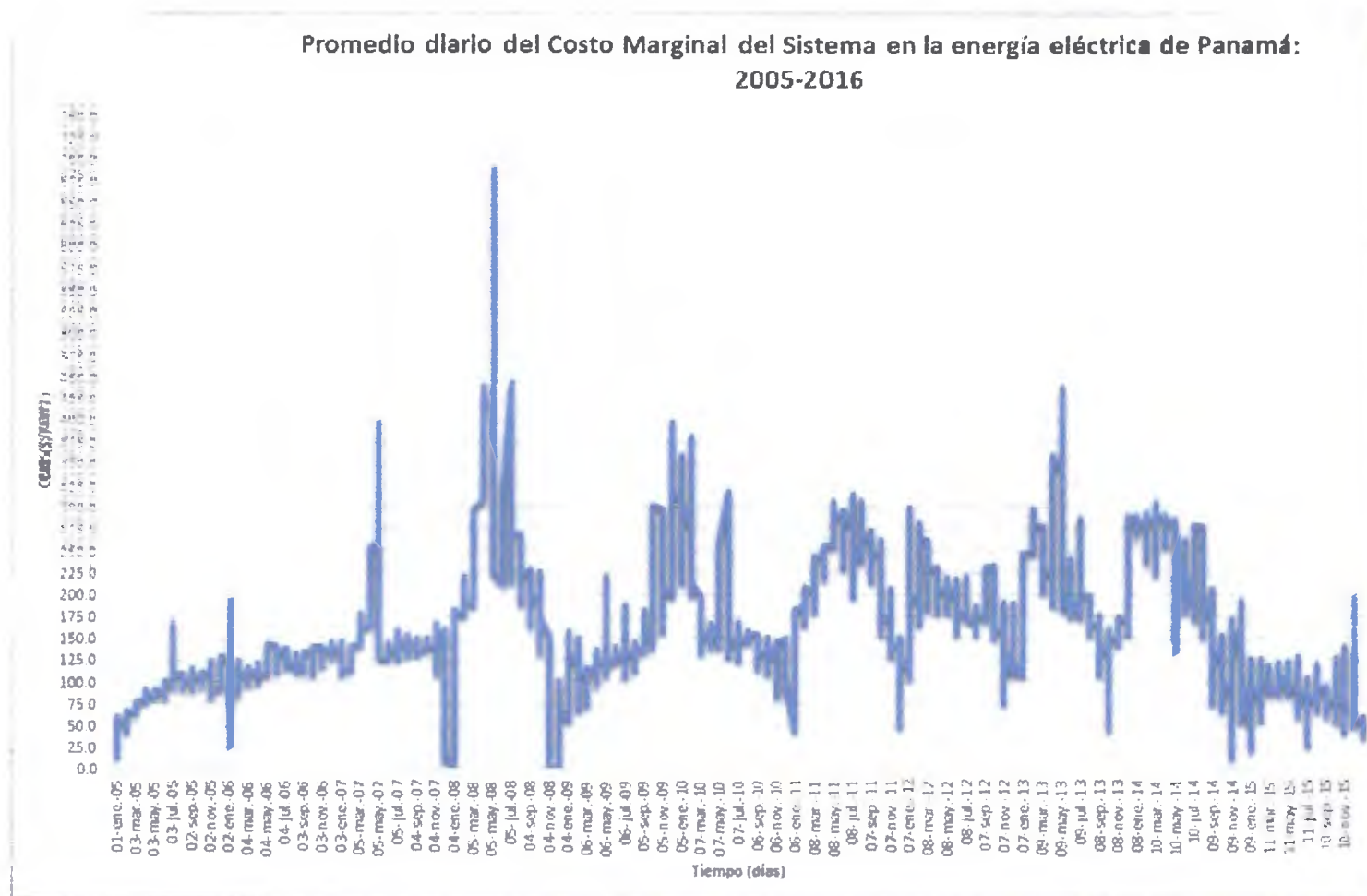
Se procedió con el trazo de la serie cronológica en forma gráfica para una mejor visualización del comportamiento del promedio del CMS promedio diario en el tiempo

En la gráfica siguiente se muestra la serie original del CMS promedio diario sin modificaciones, es decir la serie “cruda”, donde se observan los valores atípicos extremos, se identifican datos muy atípicos en la serie en ambos sentidos, por encima y por debajo de la media, lo cual aparenta fuerte aleatoriedad

Observando la serie se nota que presenta valores atípicos (outliers) muy extremos superiores, con un valor máximo de 691 47 \$/MW, a la vez muestra atípicos muy extremos inferiores con valores de 0 0 \$/MW, los cuales se atribuyen a que en ese día no hubo un valor asociado a la generación, atribuibles a diversas fluctuaciones en el sistema eléctrico

Bajo esta consideración se decidió el eliminar los atípicos muy extremos superiores e inferiores que puedan perturbar o enmascarar algunas de las componentes que se investigaron en el Análisis Exploratorio de los Datos. Nótese que este procedimiento es permitido por la técnica de serie de tiempo de Box & Jenkins

Gráfica N°1. CMS promedio diario en la energía eléctrica de Panamá: 2005 -2016



En el siguiente cuadro se muestran los valores atípicos muy extremos eliminados, la fecha, el día de la semana que corresponde y su valor histórico que lo reemplaza adecuado al día de la semana

Cuadro N°2. CMS promedio diario atípicos extremos por fecha, día de la semana y su promedio histórico correspondiente

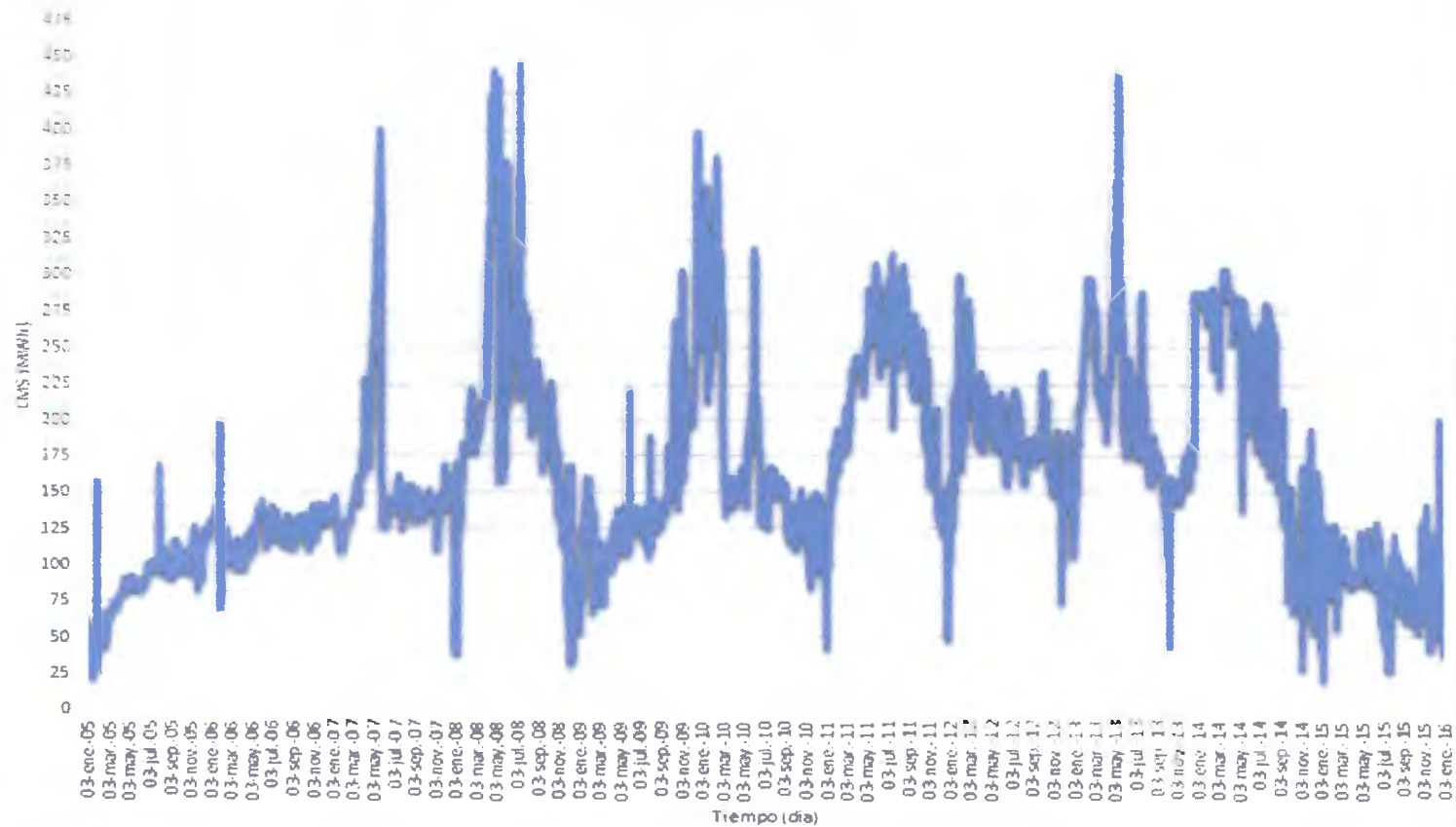
Fecha	Día de Semana	Valor observado (\$/MW)	Promedio Histórico (\$/MW)
23 enero 2005	Domingo	13 5175	159 1733
29 enero 2006	Domingo	29 6141	159 1733
29 diciembre 2007	Sábado	28 7097	165 8079
30 diciembre 2007	Domingo	10 0290	159 1733
31 diciembre 2007	Lunes	17 597	168 0929
1 enero 2008	Martes	0 4209	170 1365
4 mayo 2008	Domingo	521 9386	159 1733
5 mayo 2008	Lunes	512 7993	168 0929
6 mayo 2008	Martes	518 7743	170 1365
7 mayo 2008	Miércoles	512 5778	165 8079
8 mayo 2008	Jueves	517 4965	170 0776
9 mayo 2008	Viernes	525 3198	169 6890
10 mayo 2008	Sábado	514 4781	165 8079
11 mayo 2008	Domingo	495 8514	159 1733
12 mayo 2008	Lunes	514 4301	168 0929
13 mayo 2008	Martes	542 7509	170 1365
14 mayo 2008	Miércoles	542 7171	165 8079
15 mayo 2008	Jueves	542 7575	170 0776
16 mayo 2008	Viernes	542 6658	169 6890
17 mayo 2008	Sábado	691 4722	165 8079
18 mayo 2008	Domingo	456 5607	159 1733
19 mayo 2008	Lunes	517 7869	168 0929
20 mayo 2008	Martes	567 3436	170 1365
21 mayo 2008	Miércoles	633 529	165 8079
22 mayo 2008	Jueves	570 3869	170 0776
23 mayo 2008	Viernes	612 2469	169 6890
29 noviembre 2008	Sábado	10 4606	165 8079
30 noviembre 2008	Domingo	0 0001	159 1733
01 diciembre 2008	Lunes	0 0001	168 0929
07 diciembre 2008	Domingo	7 8203	159 1733
08 diciembre 2008	Lunes	16 3694	168 0929
10 noviembre 2014	Lunes	12 8477	168 0929

De la tabla anterior con el reemplazo de los valores de CMS promedio diario se trabajaron los datos creando una serie nueva y modificada, la cual se muestra a continuación en la gráfica N°2

Con esta gráfica del CMS promedio diario modificado, se procede a efectuar el Análisis Exploratorio de los Datos en la serie de tiempo, donde se observa un cambio de patrón en la serie casi imperceptible, que pudiese interpretarse como tendencia. Algunos cambios pequeños van seguidos de variaciones grandes, lo que pudiese considerarse como volatilidad o fuerte aleatoriedad del CMS promedio diario modificado por tratarse de una variable con componentes económicas. Es por ello que se realizaran las pruebas correspondientes para evidenciar los componentes a considerar para un modelo ARIMA o SARIMA de series de tiempo.

Gráfica N°2. CMS promedio diario modificado en la energía eléctrica de Panamá: 2005 -2016

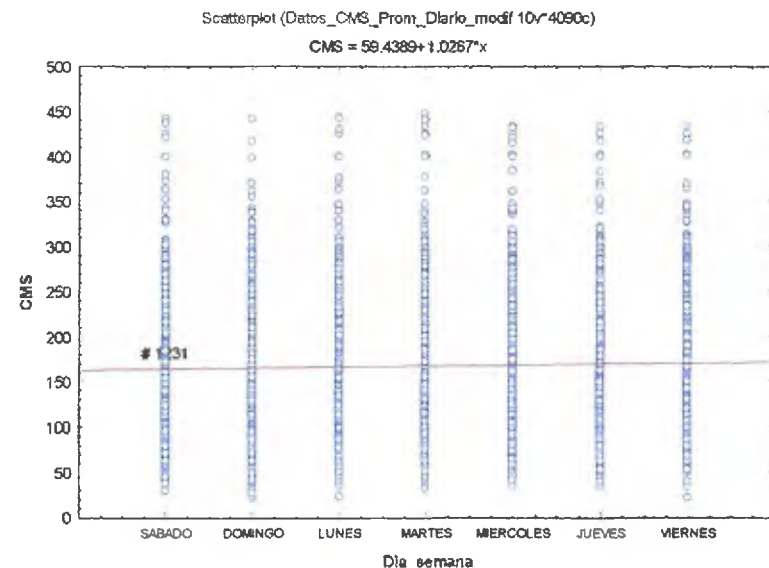
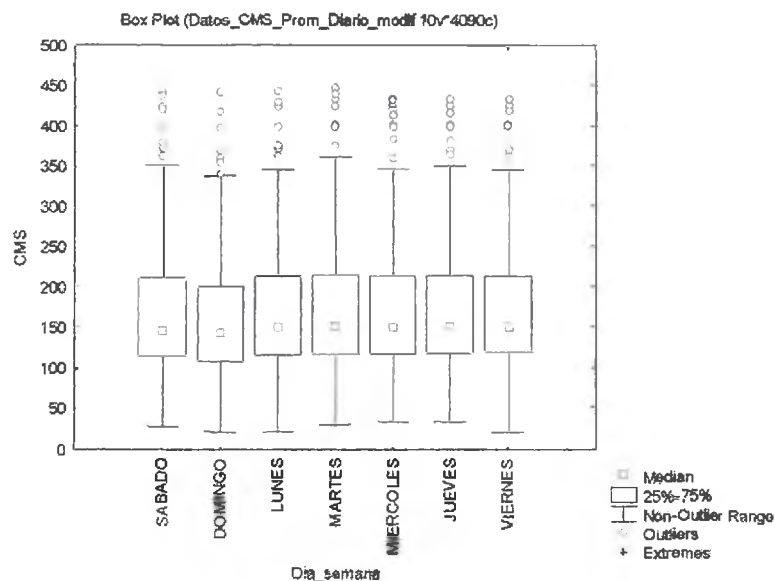
Costo Marginal del Sistema promedio diario modificado en la energía eléctrica en Panamá: 2005 - 2016



2.1.2. Prueba para evidenciar aleatoriedad o irregularidad:

Esta componente de aleatoriedad o independencia no responde a ningún patrón de comportamiento, sino que es el resultado de factores fortuitos o aleatorios que inciden de forma aislada en una serie de tiempo. Es por ello que se consideró el realizar la prueba de Rachas la cual permite verificar la hipótesis nula de que la serie CMS promedio diario es aleatoria o que las sucesivas observaciones son independientes.

Gráfica N°3. Box Plot y Scatterplot de la serie CMS promedio diario, según día de la semana: 2005 -- 2016



En el gráfico de Box Plot o de Cajas se analiza la variabilidad de los datos, de lo cual se tiene que el valor de la mediana es similar en cada uno de días, los días de menor variabilidad son los domingos y los de mayor variabilidad son sábado, lunes, martes, miércoles, jueves y viernes. El umbral superior en todos los días de la semana es similar, oscilando entre 340 a 370 \$/MWh. Se observan valores atípicos por encima del umbral superior en todos los días de la semana.

Al observar el gráfico de cajas y bigotes se sugiere homogeneidad en la variabilidad entre los días de la semana, es un grado de uniformidad en la variabilidad entre los grupos (días de la semana) y dentro de cada grupo (cada día de la semana). En general el registro de día de la semana tomando en consideración los 10 años de registro continuo, es totalmente similar. Por lo tanto el CMS promedio diario observado un Sábado no es igual al CMS promedio diario observado un Domingo, ni el CMS promedio diario observado un Domingo es igual al CMS promedio diario observado un Lunes y así sucesivamente. También son evidentes los valores atípicos y outliers inclusive valores extremos.

Según la prueba de hipótesis se plantea lo siguiente:

$H_0: \rho=0$, “La serie es aleatoria significativamente”

$H_1: \rho \neq 0$, “La serie no es aleatoria significativamente”

Cuadro N°3. Prueba de Rachas del CMS promedio diario con el programa INFOSTAT

Variable	Mediana	n ₁	n ₂	rachas	E(R)	p(2 colas)
CMS_prom_diario	148.98	4018	2009	163	2010	<0.0001
programa I						

Según los resultados encontrados con la prueba estadística no paramétrica de Rachas en el programa INFOSTAT, se tiene que el $p < 0.001$, el cual es menor que el valor de

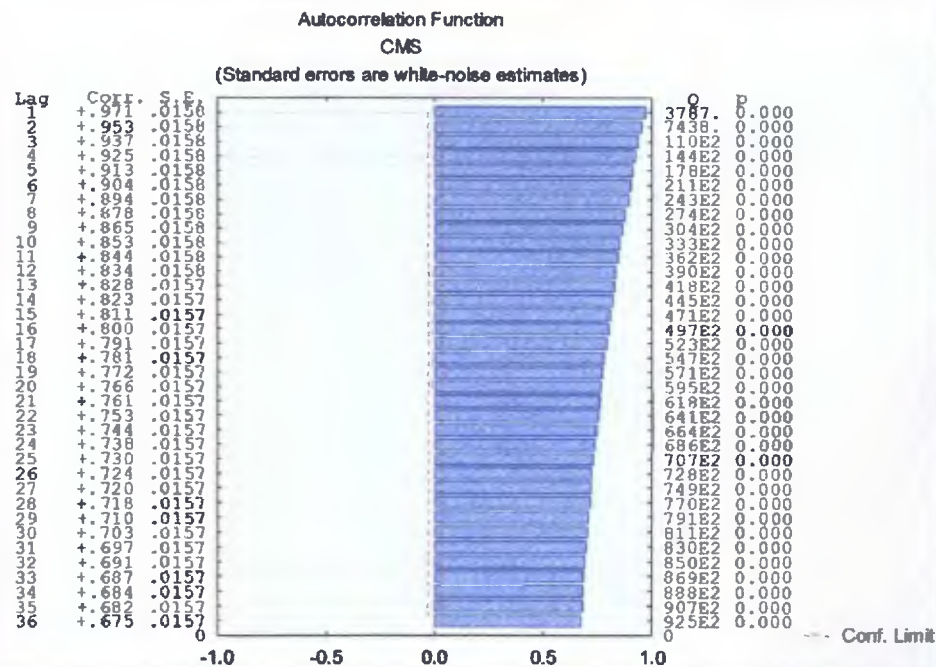
significancia propuesto al 5%, según la regla de decisión estadística se rechaza H_0 y se acepta H_1 . Razón por la cual se puede concluir que el CMS promedio diario muestra aleatoriedad o irregularidad, razón por la cual se denota un nivel de aleatoriedad no significativo en el tiempo.

2.1.3. Prueba para evidenciar Tendencia:

Se puede definir como un cambio a largo plazo que se produce en la relación al nivel medio, o el cambio a largo plazo de la media. Se consideró el explorar visualmente si la serie CMS promedio diario modificada muestra una tendencia creciente o decreciente por medio de una inspección visual con el gráfico de Autocorrelograma Simple, con la finalidad de observar los cambios en el tiempo, los cuales se muestran a continuación:

Gráfica N°4. Autocorrelograma Simple del CMS promedio diario modificado:

2005 - 2016



Se puede observar que la serie presenta una caída gradual a medida que va disminuyendo en la distancia del tiempo, hasta llegar a un momento en que se hace casi imperceptible, esto demuestra visualmente que la serie aparenta tener una tendencia lineal que decae lentamente a 0, siendo así se consideró el aplicar la prueba estadística Distribución “Beta”

$H_0 \beta_1=0$, “La variable CMS promedio diaria NO cambia a través del tiempo”

$H_1 \beta_1 \neq 0$, “La variable CMS promedio diaria SI cambia a través del tiempo”

Para ello se procedió a realizar la prueba estadística Beta para corroborar cambio en el tiempo o tendencia (positiva o negativa) en la serie de CMS promedio diario, los resultados obtenidos con el programa Statistica se muestra en el siguiente cuadro

Cuadro N°4. Salida de resultado de la prueba Beta en STATISTICA

	Regression Summary for Dependent Variable CMS(Datos_CMS_modif)					
	R=0.0289950		R2= 0.004071		Adjusted R2= 0.00059192	
	F(1,4016)= 3.3791		p<0.06610		Std Error of Estimate 70.808	
	Beta	Std Err. of Beta	B	Std Err. of B	t(4016)	p-level
Intercept			59.43894	58.09836	1.023074	0.306334
Dia_semana	0.028995	0.0157730	1.02672	0.55853	1.838244	0.066100

Se puede inferir para la prueba Beta con una probabilidad calculada asociada al estadístico de prueba el cual arroja un valor de $p_c=0.06$ y según la regla de decisión estadística con un nivel de significancia de 0.05 donde el valor de probabilidad calculado es mayor que el nivel de significancia propuesto, por lo tanto se acepta H_0

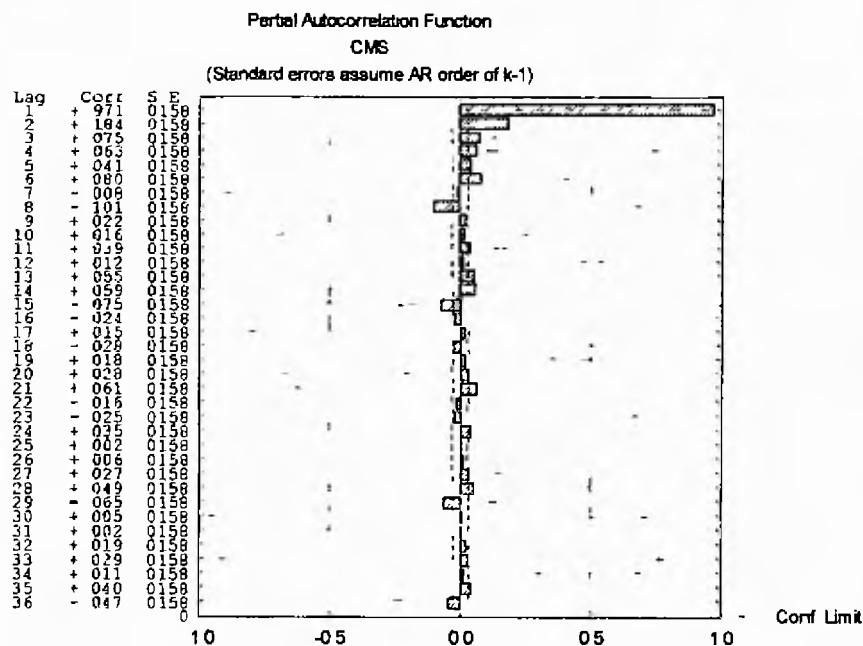
No obstante en este proceso se debe reconocer la parte experticia en el manejo del dato a tratar que es el CMS promedio diario, donde se han realizado análisis que han arrojado como resultado que la energía eléctrica tiene una marcada tendencia al aumento. Es por

ello que se consideró en esta prueba estadística el incluir la razón experticia, dado que el valor de probabilidad asociado es muy cercano al nivel de significancia propuesto de 0.05. Razón por la cual para incluir la componente de tendencia en el análisis está es la única prueba estadística en la cual el valor de significancia propuesto será al 90%. Siendo así se tiene que al nivel de significancia propuesto de 0.10 se rechaza la H_0 , dado que es menor que el valor de probabilidad calculado. Se puede concluir que el CMS promedio diario del 2005 al 2016 sí cambia a través del tiempo.

2.1.4. Prueba para evidenciar Estacionalidad

En el caso particular de la estacionalidad se realizaron análisis mediante la gráfica de autocorrelograma parcial de la serie de CMS promedio diario modificada. La que se muestra a continuación para el CMS promedio diario del 2005 al 2016.

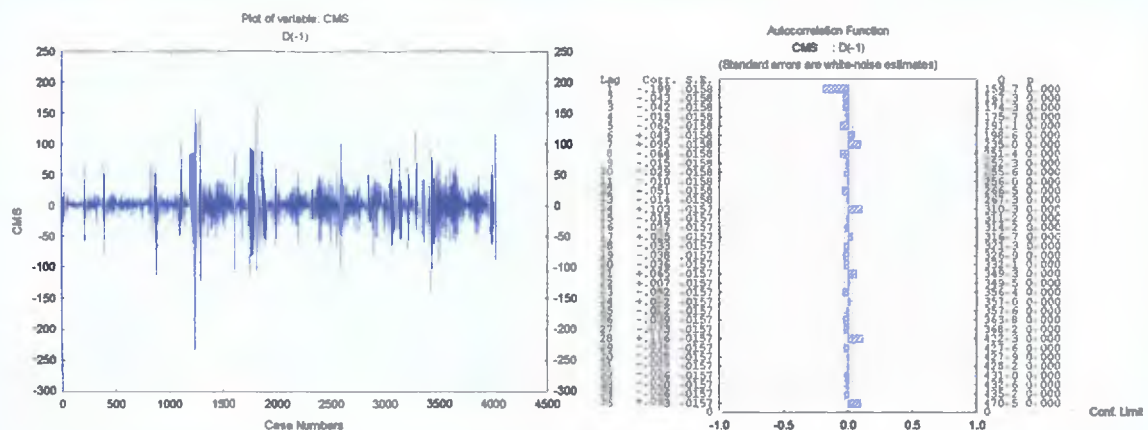
Gráfica N°5 Autocorrelograma Parcial del CMS promedio diario modificado
2005-2016



Del análisis gráfico se puede determinar que la serie presenta las dos primeras barras significativas y que cambia el sentido a cada múltiplo de 7 lag's, (rezagos) dado que se está analizando la información a nivel semanal.

En vista de que la Estacionalidad no se muestra muy clara en el autocorrelograma parcial, se procede a otra metodología de verificación gráfica, procediendo a realizar un diferenciado como medida de verificación visual de la serie CMS promedio diario modificada del 2005 al 2016.

Gráfica N°6. Diferenciado de orden 1 a la serie original CMS promedio diario modificada: 2005-2016



Para poder obtener un poco mas de información al respecto de la serie CMS promedio diario, se realizó un diferenciado en la serie original para encontrar la estacionalidad que pueda estar oculta. De lo cual el diferenciado de orden 1 muestra que hay repuntes a cada 7 lag's o rezagos, esto demuestra que a nivel diario se tiene estacionalidad, a cada 7 días. Además dicho patrón es reproducido a múltiplos como 14, 21, 28,... días, es decir, inclusive la media podría verse afectada por este patrón estacional.

2.2. Transformaciones de la serie:

Luego de realizado el Análisis Exploratorio de los datos se procede a verificar si se requiere alguna transformación a la serie por medio de los supuestos de Estacionariedad, lo que corresponde a la Estacionariedad en media y Estacionariedad en varianza de la serie CMS promedio diario del 2005 al 2016

2.2.1. Prueba para evidenciar Estacionariedad en Media:

Se define como el procedimiento para poder analizar la estabilidad de la serie en el medio plazo, independientemente de las variaciones de corto plazo alrededor de esa la media. En ocasiones la no Estacionariedad en media está asociada a la existencia de la Tendencia en la serie, razón por la cual en la sección anterior se comprobó de forma gráfica, con el Autocorrelograma Simple, que las barras decaen lentamente, aunado a una verificación con la prueba estadística “Beta” en la cual se aceptó a un nivel de significancia propuesto que la serie CMS promedio diaria modificada muestra tendencia, la cual es una consideración muy similar a la No Estacionariedad en Media

Razón por la cual se puede concluir que el CMS promedio diaria modificada sí cambia, a través del tiempo, por lo tanto es no estacionaria en media

2.2.2. Prueba para evidenciar Estacionariedad en Varianza o homogeneidad en varianza:

Se consideró realizar las pruebas estadísticas de Levene's a la vez que las pruebas de Hartley, Cochran y Barlett para corroborar la existencia o no de homogeneidad entre las varianzas de la serie de CMS promedio diario. Planteándose las siguientes hipótesis para la serie:

$H_0: \sigma_1^2 = \sigma_2^2 = \sigma_3^2 = \dots = \sigma_n^2$ “El CMS promedio diario modificado de 2005 al 2016 muestra homogeneidad entre varianzas por lo tanto es estacionario en varianza”.

$H_1: \sigma_1^2 \neq \sigma_2^2 \neq \sigma_3^2 \neq \dots \neq \sigma_n^2$ “El CMS promedio diario modificado de 2005 al 2016 no muestra homogeneidad entre varianzas por lo tanto no es estacionario en varianza”.

Los resultados obtenidos con el programa Statistica se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N°5. Salida de resultados en la prueba de Levene's en STATISTICA

	Levene's Test for Homogeneity of Variances (Datos_CMS_Prom_Diario_modif)					
	Effect: "Dia_semana"					
	Degrees of freedom for all F's: 6, 4011					
	MS Effect	MS Error	F	p		
CMS	376.0962	1799.589	0.208990	0.974114		

Para corroborar el resultado arrojado por valor de probabilidad asociado a la Prueba estadística de Levene's, se consideró también realizar las pruebas de Hartley, Cochran y Barlett,

De los estadísticos para verificar homogeneidad en series de tiempo, se muestran sus resultados en la siguiente tabla

Cuadro N°6. Salida de los resultados en las pruebas estadísticas de Hartley, Cochran y Barlett en STATISTICA

	Test of Homogeneity of Variances Datos_CMS_Prom_Diario_modif)				
	Effect "Dia_semana"				
	Hartley F-max	Cochran C	Bartlett Chi-Sqr	df	p
CMS	1 083300	0 148945	1 709421	6	0 944392

Se puede inferir de las pruebas estadísticas de Levene's, Hartley, Cochran y Barlett, para evidenciar homogeneidad en varianzas en la serie CMS promedio diario que arrojaron valores de probabilidad similares, siendo un $p_{\text{Levene's}}=0.997$ y el $p_{\text{Hartley, Cochran y Barlett}}=0.944$, y según la regla de decisión estadística con un nivel de significancia de 0.05, donde el valor de probabilidad calculado es mayor que el nivel de significancia propuesto, por lo tanto se determina que se acepta la H_0

Razón por la cual se puede concluir que en el CMS promedio diario modificado del 2005 al 2016, si existe homogeneidad entre las varianzas, es decir la serie es estacionaria en varianza

CAPÍTULO III.
CONFORMACIÓN DEL MODELO BOX & JENKINS
VALIDACIÓN

De todas las pruebas estadísticas realizadas en el análisis exploratorio de los datos, se determino que la serie de Costo Marginal del Sistema (CMS) promedio diario de energia eléctrica de Panamá, en el periodo del 3 de enero de 2005 al 3 de enero de 2016, observo lo siguiente

- ✓ Presenta Tendencia
- X No presenta Aleatoriedad Significativa, es decir variabilidad homogenea
- ✓ Presenta Estacionalidad
- X No es Estacionario en Media
- ✓ Es Estacionario en Varianza

Teniendo en cuenta lo arrojado por el análisis exploratorio de los datos, se encontró que presenta Estacionalidad, la misma está presente a cada 7 rezagos o lag's, por tratarse de datos diarios, siendo factible el realizar la modelación con la metodología ARIMA e incluir un diferenciado adicional a la parte estacional de la serie, lo anterior lleva a la consideración de un modelo SARIMA

Por otro lado, el CMS promedio diario no posee Estacionariedad en media, mas si en varianza, lo cual sugiere la no utilización de las transformaciones Box Cox para estacionarizar la serie en varianza, dado que este tipo de técnica es aplicable para homogenizar la varianza en las series de tiempo

Observando el comportamiento de la serie CMS promedio diario modificado del 2005 al 2016, se tiene finalmente como propuesta el modelo

$$SARIMA \Rightarrow X_t = (T * C * A * E)_7$$

De lo anterior se tiene que el análisis descriptivo en la serie completa de CMS promedio diario del 2005 al 2016, muestra un impacto directo en el pronóstico de la variable en

menção, esto se puede atribuir a las variables de entrada que influyen en el cálculo del CMS, donde el mayor peso lo lleva la generación eléctrica por hidrocarburos (Bunker) y la generación eléctrica por hídrica (agua)

Siendo el Centro Nacional de Despacho una entidad de tipo estatal, y regente en tema de transmisión de la energía eléctrica del país, es a su vez supervisada por la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP), la cual sugiere a cual tipo de generación se le debe de dar un mayor peso dependiendo de las condiciones exógenas que se vislumbren al momento y que puedan influir en la estimación del valor que se le dará a la energía eléctrica en el país

Entre las condiciones exógenas que influyen en que el precio de la generación pueda oscilar se tienen las fluctuaciones en el mercado internacional del costo del combustible fósil, el cual es empleado en la generación de la electricidad por medio de Hidrocarburos (Bunker)

Otro caso es cuando el mayor peso del costo de la electricidad se le asigna a la generación hídrica, la cual depende del manejo del agua en los principales embalses (Bayano, Fortuna, Changuinola y Estí), además de las pequeñas y mini hidroeléctricas. De lo explicado anteriormente la ASEP le sugiere al CND a que tipo de generación se le, da un mayor peso para el cálculo del CMS, razón por la cual en el AEDE realizado a la serie completa es notoria la observación de varias tendencias a lo largo de los mas de 10 años a nivel diario de entrenamiento utilizados en este estudio, analizando la serie completa

Es por ello que se consideró el particionar la data para homogenizar la información y posiblemente, mejorar la precisión del pronóstico, empleando

- Datos de generación eléctrica con mayor peso en hidrocarburos
- Datos de generación eléctrica con mayor peso en hídrica

3.1. MODELO BAJO SERIE COMPLETA

3.1.1. Salidas estadísticas del Modelo SARIMA : (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇ para el CMS promedio diario modificado del 2005 al 2016

Cuadro N°7. Salida del programa STATISTICA con el modelo (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇

Variable: CMS

Transformations: D(1), D(7)

Model: (2, 1, 1) (0, 1, 1) Seasonal lag: 7

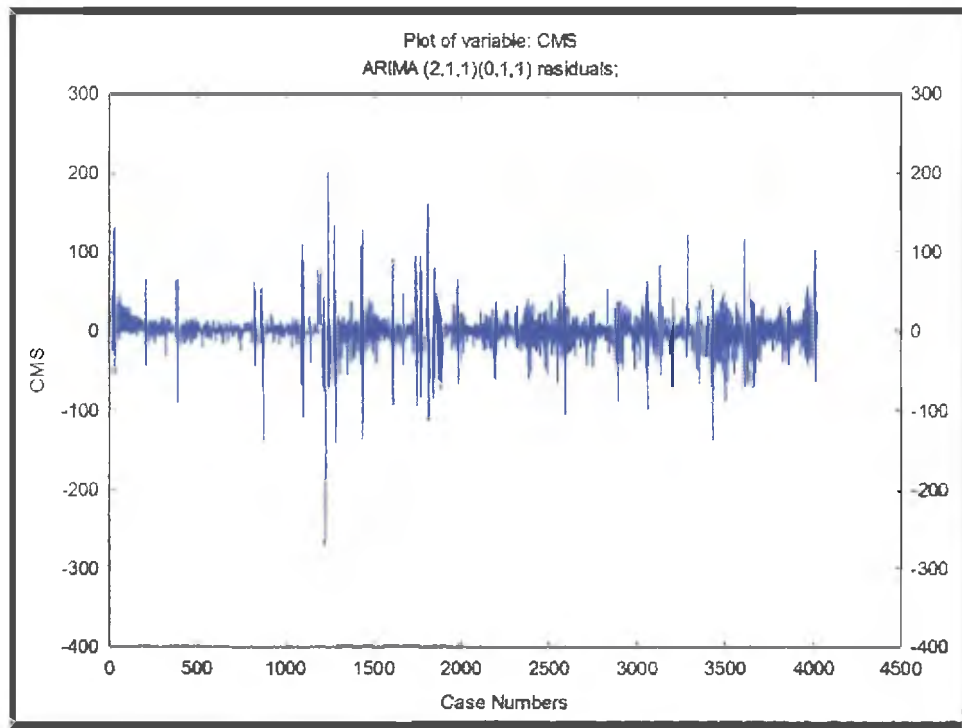
No. of obs.:4010 Initial SS=2673000 Final SS=1301000 (48.66%) MS=324.73

Parameters (p/Ps-Autoregressive, q/Qs-Moving aver.); highlight: p<.05

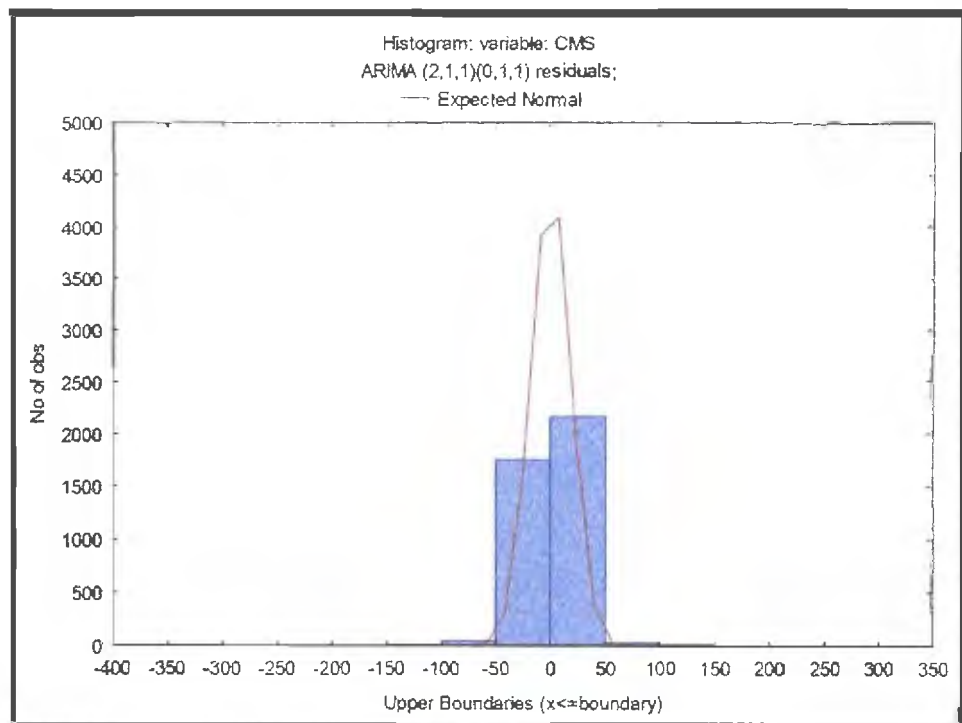
	p(1)	p(2)	q(1)	Qs(1)
Estimate:	0.59012	0.08507	0.81927	0.95415
Std.Err.:	0.05422	0.02471	0.05097	0.00563

Paramet.	Parameter Correlations (Datos_CMS_modificado)					
	Input: CMS					
	Model:(2, 1, 1) (0, 1, 1) Seasonal lag: 7 MS Residual= 324.73					
	Param.	Asympt. Std.Err.	Asympt. T(4003)	p	Lower 95% Conf	Upper 95% Conf
p(1)	0.590117	0.054224	10.8830	0.000000	0.483808	0.696426
p(2)	0.085073	0.024706	3.4434	0.000580	0.036635	0.133511
q(1)	0.819275	0.050967	16.0746	0.000000	0.719351	0.919198
Qs(1)	0.954147	0.005634	169.3503	0.000000	0.943101	0.965193

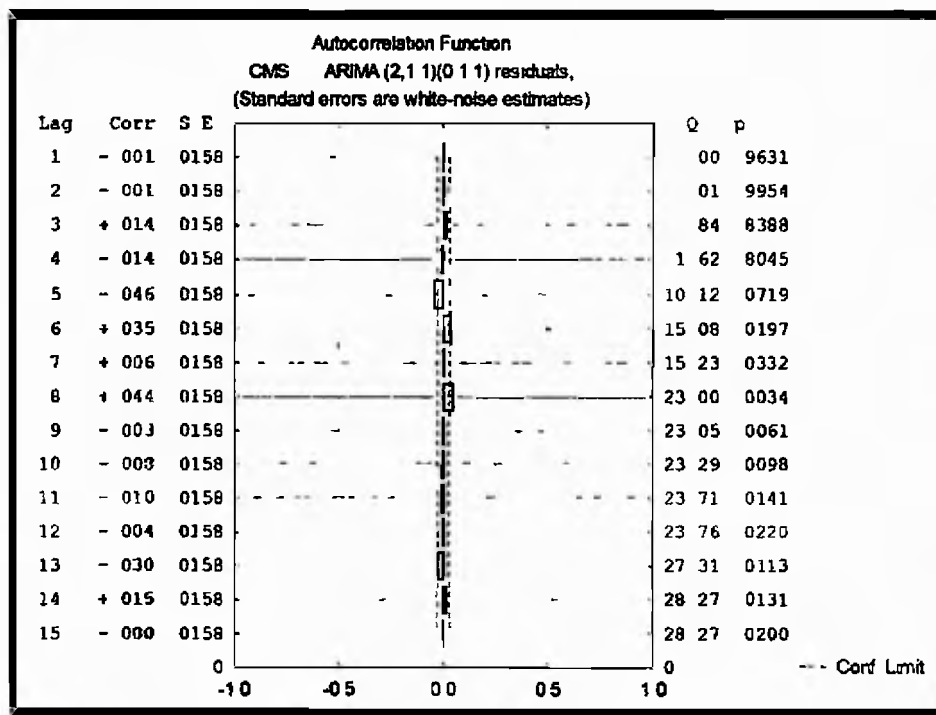
Gráfica N°7. Diagrama de residuales del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇.



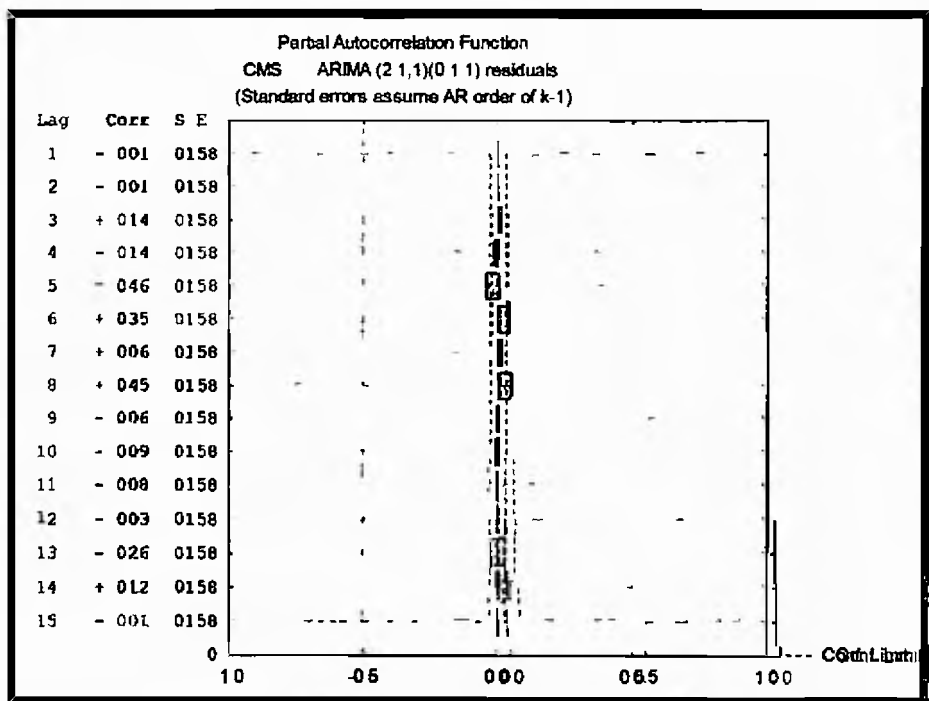
Gráfica N°8. Histograma del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇.



Gráfica N°9. Autocorrelograma Simple del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇



Gráfica N°10. Autocorrelograma Parcial del modelo SARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇



3.1.2. Prueba para evidenciar ruido blanco (Box & LJung Q):

$H_0: \rho=0$; “Las autocorrelaciones del CMS promedio diario del 2005 al 2016 están incorrelacionadas. Es decir tienen estructura de Ruido Blanco”.

$H_1: \rho \neq 0$; “Las autocorrelaciones del CMS promedio diario del 2005 al 2016 no están incorrelacionadas. Es decir no tienen estructura de Ruido Blanco”.

En la siguiente tabla de resultados se muestran los valores de probabilidad asociados a la prueba estadística de Box & LJung (Q) para el mejor modelo de serie de tiempo propuesto al CMS promedio diario modificado del 2005 al 2016.

Cuadro N°8. Salida del modelo (2, 1, 1) (0, 1, 1)₇, según modelo Box & LJung Q

Autocorrelation Function (Datos_CMS_Prom_Diario_modif) CMS : ARIMA (2, 1, 1) (0, 1, 1) residuals; (Standard errors are white-noise estimates)				
Lag	Auto- Corr.	Std.Err.	Box & LJung Q	p
1	-0.000731	0.015786	0.00214	0.963067
2	-0.001336	0.015784	0.00931	0.995356
3	0.014424	0.015782	0.84466	0.838758
4	-0.013927	0.015780	1.62361	0.804541
5	-0.045998	0.015778	10.12272	0.071862
6	0.035108	0.015776	15.07522	0.019699
7	0.006132	0.015774	15.22636	0.033234
8	0.043988	0.015772	23.00495	0.003366
9	-0.003333	0.015770	23.04963	0.006099
10	-0.007688	0.015768	23.28733	0.009753
11	-0.010204	0.015766	23.70624	0.014055
12	-0.003590	0.015764	23.75811	0.021972
13	-0.029709	0.015762	27.31060	0.011302
14	0.015422	0.015760	28.26813	0.013135
15	-0.000045	0.015758	28.26814	0.019989

Se observa que en el diagrama de residuales (Grafica N°7) la mayor parte de los residuos se mueve alrededor de la media, lo cual permite detectar heterogeneidad en los datos

En cuanto al histograma de los residuales (Grafica N°8) que permite observar si los residuales siguen aproximadamente una distribución normal y que la mayoría de los datos se encuentran bajo la curva acampanada

En el autocorrelograma simple y el autocorrelograma parcial (Gráfica N°9 y Gráfica N°10, respectivamente) se denota que la mayoría de las observaciones se encuentran dentro de la banda de confianza del 95%

Para la decisión estadística se analiza en este estudio en base a los valores de probabilidad (estadístico p) asociado a la prueba de Box & Ljung Q

Los cuales arrojaron que, para las 5 primeras autocorrelaciones los valores de probabilidad estimados fueron mayores al nivel de significancia propuesto de 0.05, para el resto de las autocorrelaciones los valores fueron menores al nivel de significancia propuesto. Razón por la cual se considera la regla de decisión estadística en que se rechaza H_0 y se acepta H_1

En base a esto se puede concluir que las autocorrelaciones para el modelo de serie de tiempo propuesto del CMS promedio diario modificado del 2005 al 2016 están incorrelacionadas, es decir presentan estructura de ruido blanco

CAPITULO IV

VERIFICACIÓN DE LOS MODELOS SARIMA PROPUESTOS

Cuadro N°9. Estadísticas de Error para validación de los modelos mas plausibles, en la serie completa: verificación del 4 de enero al 19 de junio de 2016

Estadísticas de Error	Indicadores analizando la serie completa		
	Modelo (1, 1, 1) (1, 1, 1)	Modelo (2, 1, 1) (0, 1, 1)	Modelo (2, 1, 2) (0, 1, 1)
DAM	13.9	13.1	14.1
ECM	359.9	308.4	367.9
PEMA	30.4	22.1	30.6
PME	-12.6	-7.7	-13.5

En el cuadro anterior se detallan las estadísticas de error según los mejores modelos de pronósticos analizados para la serie completa del CMS promedio diario, para el cual se detalla lo siguiente:

El estadístico de error Desviación Absoluta Media (**DAM**), mide la precisión de un pronóstico mediante el promedio de la magnitud de los errores de pronóstico, es decir el valor absoluto en cada error. Esto quiere decir que el error de pronóstico del modelo mas óptimo propuesto (2, 1, 1) (0, 1, 1), para el período del 4 de enero al 19 de junio de 2016 es del 13.1 \$/MW.

En cuanto al Error Cuadrático Medio (**ECM**), se tiene que su valor de 308.4 (\$/MW)², dado este estadístico de error le da un mayor peso a los errores grandes que a los pequeños (como resultado de elevar al cuadrado cada término), por lo tanto enfatiza los datos atípicos de manera inconsistente con la mediana de los datos.

El Porcentaje de Error Medio Absoluto (**PEMA**), cuyo valor obtenido de 22.1% proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales de la serie, esto da una idea de la precisión del modelo.

El Porcentaje del Error Medio (**PME**) arrojado fue de -7 7%, lo cual indica que al tener un valor negativo bastante cercano a cero, se puede asumir que el metodo de pronóstico está en promedio sobrestimado, pero el valor cercano a cero sugiere un sesgo moderado en promedio

Se puede apreciar que el DAM y el PEMA del modelo $(2, 1, 1) (0, 1, 1)_7$ arrojaron valores muy cercanos, por lo que se puede asumir que en términos porcentuales del promedio, el Costo Marginal del Sistema promedio diario pronosticado no fueron exactas en comparación a las reales en un 22 1%

En la verificación del modelo más óptimo propuesto SARIMA $(2, 1, 1) (0, 1, 1)_7$ del cual se realizara el análisis para la estimación del CMS promedio diaria a partir del 4 de enero de 2016, considerando al menos un mes de información diaria observada, de lo cual se detalla lo siguiente

Cuadro N°10. Valores Pronosticados para una semana del CMS promedio diario Lunes 4 al Domingo 10 de enero de 2016

Día	Fecha	Observado	Pronostico	Error	Límite Inferior	Límite Superior
<i>LUNES</i>	<i>04-ene-16</i>	105 05	73 48360	31 56	43 83612	103 1311
<i>MARTES</i>	<i>05-ene-16</i>	91 28	67 19853	24 08	29 76516	104 6319
<i>MIÉRCOLES</i>	<i>06-ene-16</i>	115 78	70 26828	45 51	27 16626	113 3703
<i>JUEVES</i>	<i>07-ene-16</i>	73 21	67 72508	5 48	20 24632	115 2038
<i>VIERNES</i>	<i>08-ene-16</i>	93 47	73 36805	20 10	22 25630	124 4798
<i>SÁBADO</i>	<i>09-ene-16</i>	97 84	58 71841	39 13	4 45619	112 9806
<i>DOMINGO</i>	<i>10-ene-16</i>	97 84	55 35801	31 56	-1 72432	112 4403

En la tabla anterior se muestran los valores obtenidos de pronóstico del modelo más óptimo $(2, 1, 1) (0, 1, 1)_7$ propuesto, a la vez se compara con el valor observado del CMS promedio diario modificado para esa misma semana, se compararon los errores y se muestran los

valores umbrales de pronóstico De lo cual se puede concluir que los valores de errores son muy altos con el modelo propuesto

Es por ello que se realizó una comparación gráfica para observar el comportamiento de la serie pronosticada y la observada, además de los valores umbrales, que se muestra a continuación

Gráfica N° 11. Comparación del CMS promedio diario modificado del modelo de predicción $(2, 1, 1)(0, 1, 1)_7$ del 4 al 10 de enero de 2016

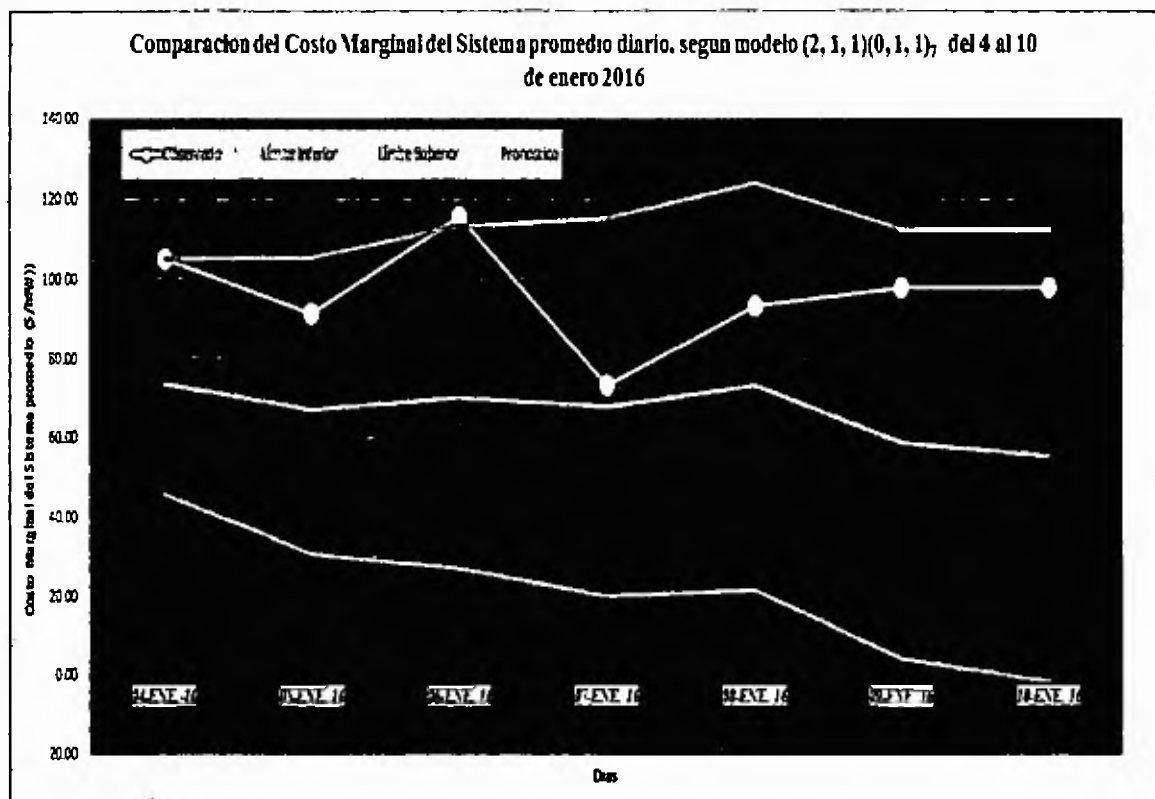
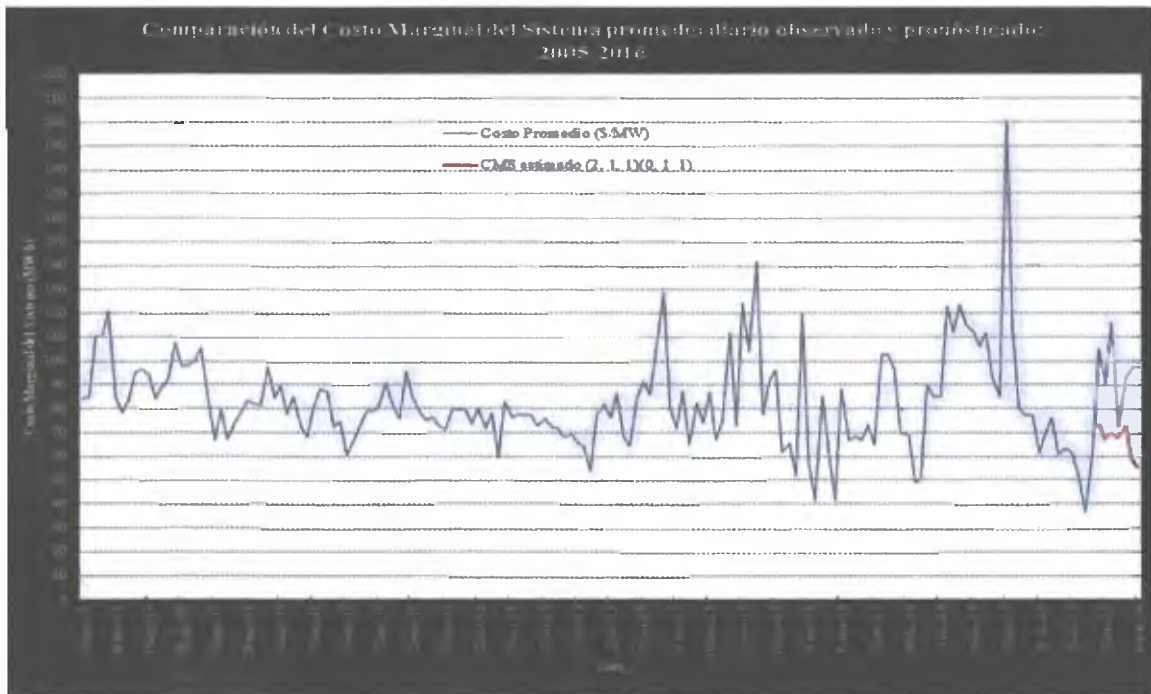
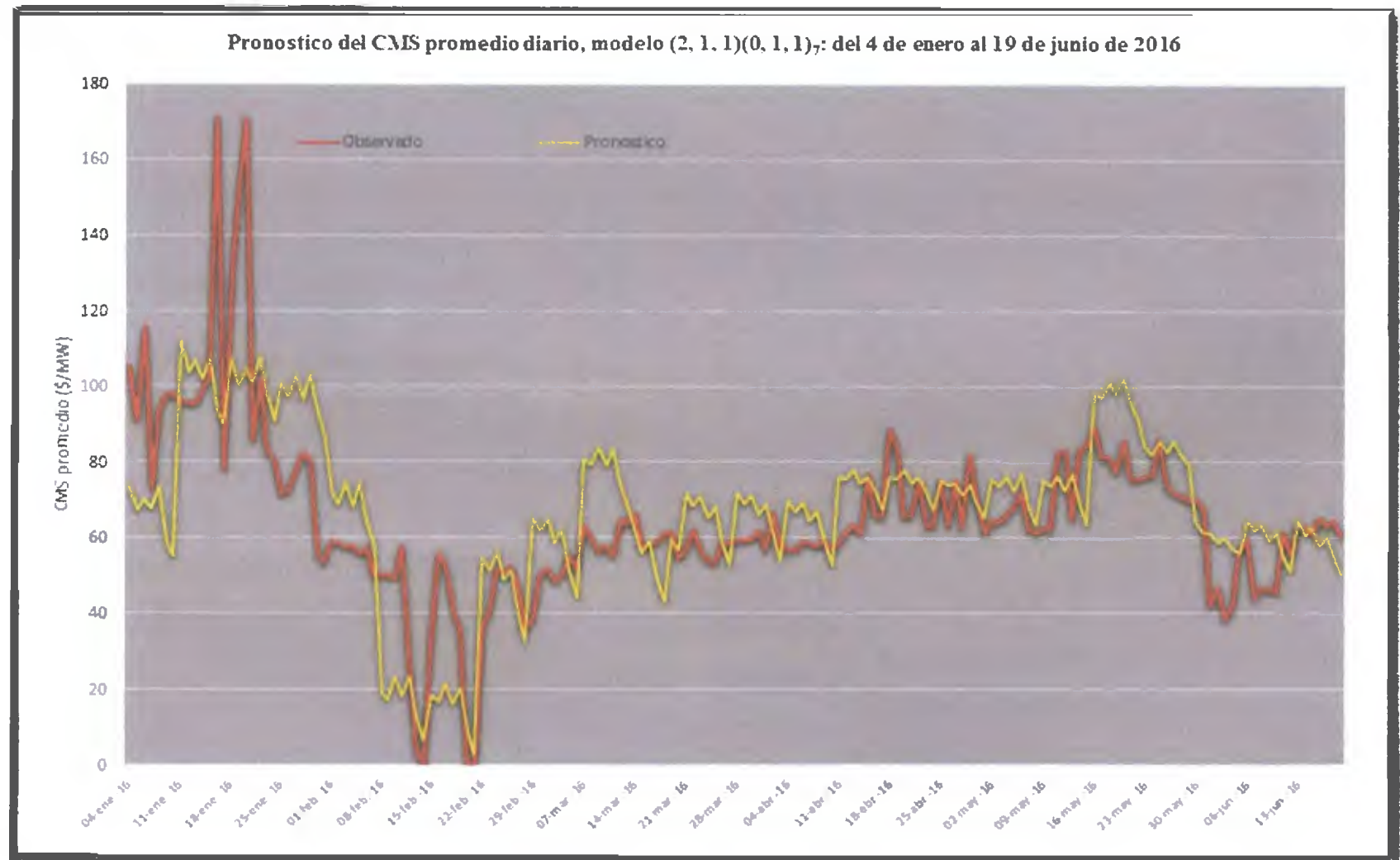


Gráfico N° 12. Comparación de la serie completa del CMS promedio diario observado y pronosticado: 2005-2016



Se observa que a nivel de los 7 primeros días la serie modelada se ajusta notablemente a la aleatoriedad de la serie observada, sin embargo es notorio que no logra alcanzar el nivel observado del Costo Marginal del Sistema, donde queda un poco por debajo, es por ello que se realiza una gráfica donde se extienda el tiempo observado mas allá del 4 de enero de 2016 con la finalidad de poder observar si el modelo mas optimo se acopla lo mejor posible a la serie observada del CMS promedio diario.

Gráfico N° 13. Comparación del CMS promedio diario observado vs pronosticado: del 4 de enero al 19 de junio 2016



CONCLUSIONES

En base al análisis estadístico de series cronológicas al Costo Marginal del Sistema promedio diario de la energía eléctrica en Panama se tiene que

- El uso de información del CMS promedio diario analizada a nivel diario, implica la importancia para el CND de los valores desagregados de información, donde con los resultados encontrados será una herramienta mas que aporte a la toma de decisiones del PREDESPACHO diario que se emite a los agentes generadores
- Para datos diarios, la técnica de series de tiempo cronológicas se ve afectada por la variabilidad, en vista de que a este nivel se tiene una mayor volatilidad en la serie
- Se encontró que la serie muestra una tendencia lineal, esto según el análisis realizado con la forma en decaimiento de las barras en el autocorrelograma simple
- El diagrama de dispersión demostró que la tendencia esconde la estacionalidad en la serie, razon por la cual la tendencia que se muestra es de tipo lineal con estacionalidad a nivel semanal por manejarse datos diarios
- El CMS promedio diario en la gráfica de Box Plot demostró que hay poca variabilidad en los grupos (Semana), a diferencia de entre las variables (Días) que es mas notoria
- Se demostró que la serie es relativamente homogénea entre sus varianzas, mas no en sus medias, lo cual se puede interpretar como que su variabilidad no es tan cambiante en el tiempo
- Se observó una marcada tendencia en diversos periodos (años) de la serie del CMS promedio diario. Esto puede atribuirse a los periodos en que se tiene que el cálculo del CMS tuviera un mayor peso en base a la generación hídrica y al otro período en que el cálculo del CMS obtuviera un mayor peso en base a la generación por hidrocarburos

RECOMENDACIONES

- Se recomienda para efectos prácticos el probar agrupar los datos observados diariamente en datos a nivel semanal, esto generaría parámetros referenciados mas cónsonos con el manejo empresarial
- También se propone probar para los datos a nivel diario la técnica de modelos homoscedasticos, por medio de la modelación Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (ARCH) y Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity (GARCH) que puedan aportar mayor información, dado que consideran en la modelación los valores atípicos y outliers extremos y la variabilidad.
- Se sugiere el análisis de datos diarios particionado la serie en periodos en que se observó cambios en la tendencia de la serie completa, donde según lo indicado por expertos en el manejo del tema energético, se tiene que hay periodos en los que en el cálculo del CMS tiene un mayor peso la generación eléctrica y en otro la energía hídrica. Se observa que desde el año 2014 se empezó a considerar que el agua posee mas valor agregado, lo cual coincidió con el bajo valor del petróleo (hidrocarburos)
- Es conveniente el realizar un análisis en un período mas largo del CMS y observar su variación, dado que hasta el momento en que se realizó este estudio se acababa de incluir al sistema de generación eléctrica del país, las fuentes de energía por eólicas y solares

BIBLIOGRAFÍA

- Barrientosa, A., Olayab, J. y González, V. (2007). Un modelo spline para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica. Revista Colombiana de Estadística, Volumen 30 No. 2. pp. 187 a 202. Diciembre 2007.
- Bartlett's Test. Extraído el 12 de abril de 2016 desde https://en.wikipedia.org/wiki/Bartlett%27s_test.
- Bunn, D. (1999). Forecasting Loads and Prices in Competitive Power Markets. Proceedings of the IEEE, Vol. 88, N°. 2, February 2000.
- Caridad y Ocerin, J. M. (1998). Econometría: Modelos Econométricos y Series Temporales con los paquetes μ TSP y TSP. Vol II. Editorial Reverté, S. A. Impreso en España.
- Contreras, J. (2006). Estimación de precios de mercado como curvas de demanda residual, desarrollo de un modelo ARIMA.
- Correa, Juan Carlos, Iral, Rene, Rojas, Lucinia (2006). A Study of the Power of Test for Homogeneity of Variance. Universidad Nacional de Colombia, Escuela de Estadística, Medellín. Revista Colombiana de Estadística. Volumen 29 N°1. pp.57 a 76. Junio 2006.
- Datos horarios de Costo Marginal del Sistema de Energía. Extraído el 15 de julio de 2014 desde <http://www.cnd.com.pa/informes.php?cat=1>.
- Definición del Centro Nacional de Despacho de Energía de ETESA. Extraído el 19 de febrero de 2016 desde <http://www.cnd.com.pa/nosotros.php>.
- Fernández J., Luis A. (2008). Modelos Avanzados para la predicción a corto plazo de la producción eléctrica en parques eólicos. Tesis Doctoral, Universidad de La Rioja.
- Reporte Diario del Postdespacho del CMS del CND. Extraído el 01 de julio de 2016 desde http://www.cnd.com.pa/informes.php?tipo_informe=3&cat=1.

- González, Y. (2012). Lineamientos para la elaboración del anteproyecto de investigación. Presentación del Módulo de Metodología de la Investigación, Maestría en Estadística Aplicada, Universidad de Panamá.
- Guerrero, Víctor M. (2003). Análisis Estadístico de Series de Tiempo Económicas, segunda edición. Editorial Thompson.
- Hartley's Test. Extraído el 12 de abril de 2016 desde https://en.wikipedia.org/wiki/Hartley%27s_test.
- Jenkins, Gwilynm M. Reinsel, Gregory C., LJung, Greta M. & Box, George E. P. (2016). Time Series Forecasting. Fifth Edition. Published by John Wiley & Sons, Inc. 2016. United States
- Lecture 14. ARIMA – Identification, Estimation & Seasonalities. Extraído el 14 de abril de 2016 desde <http://www.bauer.uh.edu/rsusmel/phd/ec2-4.pdf>.
- Ley de Electricidad de Panamá. Extraído el 19 de febrero de 2016 desde <https://www.panamaemprende.gob.pa/descargas/LEY%206%20DE%201997%20ELECTRICIDAD.pdf>.
- Llinás, Joan Baró; Cabasés Piqué, M. Àngels; Gómez Adillón, M. Jesús. Análisis Univariante y de Intervención en Series Temporales del Mercado de Trabajo Universitat de Lleida. Extraído del CD Rom “Anales de Economía Aplicada. XIV Reunión ASEPELT-España. Oviedo, 22 y 23 de Junio de 2000”. ISBN: 84-699-2357-9.
- Metodología para la determinación de la energía firme de contratos firmes en el MER. Extraído el 16 de noviembre de 2014 desde http://www.cnd.com.pa/documentos/energia_firme_mer.pdf.
- Molinero, L. Análisis de series temporales (2004). Asociación de la Sociedad Española de Hipertensión, Liga Española para la lucha contra la Hipertensión Arterial.

- Moral C. Julián & Vicéns O., José (2003). Un modelo de previsión de la demanda de energía Eléctrica: THOR II. Instituto L. R. Klein – Centro Gauss Facultad de CC.EE. y EE. Universidad Autónoma de Madrid 28049, España.
- Muñoz, M. Pilar (1997). Modelos estadísticos en la producción y gestión de la energía eléctrica. Departamento Estadística e Inv. Operativa (UPC). Universitat Politècnica de Catalunya. Texto Único de la Ley 6 de 1997, miércoles 14 de septiembre de 2011.
- National Institute of Public Health and the Environment. RIVM – report nº 219101005. Statistic and the assessment of interlaboratories studies. Bilthoven. The Netherlands, 1996
- Osborne, Jason W. (2010). Practical Assessment, Research & Evaluation. Improving your data transformations: Applying the Box –Cox transformation. North Carolina State University Volume 15, Number 12, October 2010 ISSN 1531-7714
- Ramos, A., Cortés G., Latorre, J., Cerisola, S. (2014). Análisis de la relación precio marginal y demanda de electricidad mediante conglomerados. Universidad Pontificia Comillas.
- Testing for homogeneity of variance with Hartley's Fmax test. Extraído el 12 de abril de 2016 desde <http://users.sussex.ac.uk/~grahamh/RM1web/Testing%20for%20homogeneity%20of%20variance.pdf>
- Zareipour, H., Cañizares, C. y Bhattacharya, K. (2009). Economic Impact of Electricity Market Price Forecasting Errors: A Demand-side Analysis. Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) of Canada.

ANEXOS

ANEXO A

La base de datos del Costo Marginal del Sistema de Energía Eléctrica, descargada de la página web del CND, donde se muestra su agrupación en forma de serie promedio diario para cada día de la semana y su fecha correspondiente, la serie en estudio se muestra en la siguiente tabla

Cuadro N°11. Datos promediados diariamente del CMS: 2005-2016

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
LUNES	03-ene-05	60 1	DOMINGO	06-feb-05	43 4
MARTES	04-ene-05	60 1	LUNES	07-feb-05	44 5
MIERCOLES	05-ene-05	60 1	MARTES	08-feb-05	42 5
JUEVES	06-ene-05	60 1	MIERCOLES	09-feb-05	53 4
VIERNES	07-ene-05	60 1	JUEVES	10-feb-05	57 4
SABADO	08-ene-05	57 5	VIERNES	11-feb-05	56 9
DOMINGO	09-ene-05	57 3	SABADO	12-feb-05	66 1
LUNES	10-ene-05	21 9	DOMINGO	13-feb-05	66 2
MARTES	11-ene-05	36 0	LUNES	14-feb-05	66 9
MIERCOLES	12-ene-05	43 0	MARTES	15-feb-05	54 3
JUEVES	13-ene-05	48 8	MIERCOLES	16-feb-05	55 6
VIERNES	14-ene-05	49 9	JUEVES	17-feb-05	60 3
SABADO	15-ene-05	46 1	VIERNES	18-feb-05	57 6
DOMINGO	16-ene-05	21 4	SABADO	19-feb-05	52 2
LUNES	17-ene-05	34 8	DOMINGO	20-feb-05	43 6
MARTES	18-ene-05	35 0	LUNES	21-feb-05	58 9
MIERCOLES	19-ene-05	34 0	MARTES	22-feb-05	57 7
JUEVES	20-ene-05	34 2	MIERCOLES	23-feb-05	57 3
VIERNES	21-ene-05	33 2	JUEVES	24-feb-05	54 2
SABADO	22-ene-05	28 8	VIERNES	25-feb-05	57 6
DOMINGO	23-ene-05	13 5	SABADO	26-feb-05	65 5
LUNES	24-ene-05	40 3	DOMINGO	27-feb-05	64 7
MARTES	25-ene-05	46 1	LUNES	28-feb-05	65 5
MIERCOLES	26-ene-05	51 9	MARTES	01-mar-05	65 5
JUEVES	27-ene-05	50 8	MIERCOLES	02-mar-05	65 8
VIERNES	28-ene-05	55 5	JUEVES	03-mar-05	65 7
SABADO	29-ene-05	56 0	VIERNES	04-mar-05	65 7
DOMINGO	30-ene-05	46 7	SABADO	05-mar-05	65 9
LUNES	31-ene-05	51 6	DOMINGO	06-mar-05	64 1
MARTES	01-feb-05	57 1	LUNES	07-mar-05	67 2
MIERCOLES	02-feb-05	51 6	MARTES	08-mar-05	68 9
JUEVES	03-feb-05	56 3	MIERCOLES	09-mar-05	67 5
VIERNES	04-feb-05	53 6	JUEVES	10-mar-05	67 5
SABADO	05-feb-05	43 7	VIERNES	11-mar-05	67 8

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
VIERNES	26-may-06	139 2	DOMINGO	09-jul-06	118 1
SABADO	27-may-06	143 1	LUNES	10-jul-06	134 5
DOMINGO	28-may-06	143 1	MARTES	11-jul-06	135 4
LUNES	29-may-06	143 1	MIERCOLES	12-jul-06	136 9
MARTES	30-may-06	143 5	JUEVES	13-jul-06	133 3
MIERCOLES	31-may-06	143 9	VIERNES	14-jul-06	134 8
JUEVES	01-jun-06	143 1	SABADO	15-jul-06	126 3
VIERNES	02-jun-06	143 1	DOMINGO	16-jul-06	118 6
SABADO	03-jun-06	138 1	LUNES	17-jul-06	123 3
DOMINGO	04-jun-06	136 4	MARTES	18-jul-06	121 3
LUNES	05-jun-06	137 9	MIERCOLES	19-jul-06	121 4
MARTES	06-jun-06	138 0	JUEVES	20-jul-06	121 4
MIERCOLES	07-jun-06	137 5	VIERNES	21-jul-06	121 4
JUEVES	08-jun-06	134 3	SABADO	22-jul-06	127 0
VIERNES	09-jun-06	132 6	DOMINGO	23-jul-06	126 5
SABADO	10-jun-06	112 8	LUNES	24-jul-06	127 9
DOMINGO	11-jun-06	112 2	MARTES	25-jul-06	128 0
LUNES	12-jun-06	114 6	MIERCOLES	26-jul-06	127 9
MARTES	13-jun-06	114 6	JUEVES	27-jul-06	128 0
MIERCOLES	14-jun-06	114 8	VIERNES	28-jul-06	127 6
JUEVES	15-jun-06	114 6	SABADO	29-jul-06	115 9
VIERNES	16-jun-06	114 6	DOMINGO	30-jul-06	115 9
SABADO	17-jun-06	117 3	LUNES	31-jul-06	118 9
DOMINGO	18-jun-06	113 2	MARTES	01-ago-06	120 7
LUNES	19-jun-06	123 5	MIERCOLES	02-ago-06	117 8
MARTES	20-jun-06	119 5	JUEVES	03-ago-06	122 4
MIERCOLES	21-jun-06	118 7	VIERNES	04-ago-06	121 9
JUEVES	22-jun-06	119 6	SABADO	05-ago-06	113 7
VIERNES	23-jun-06	119 1	DOMINGO	06-ago-06	111 9
SABADO	24-jun-06	126 6	LUNES	07-ago-06	118 8
DOMINGO	25-jun-06	124 2	MARTES	08-ago-06	116 9
LUNES	26-jun-06	129 9	MIERCOLES	09-ago-06	115 2
MARTES	27-jun-06	129 9	JUEVES	10-ago-06	118 3
MIERCOLES	28-jun-06	131 4	VIERNES	11-ago-06	116 0
JUEVES	29-jun-06	130 9	SABADO	12-ago-06	129 2
VIERNES	30-jun-06	130 4	DOMINGO	13-ago-06	129 2
SABADO	01-jul-06	140 2	LUNES	14-ago-06	133 9
DOMINGO	02-jul-06	132 7	MARTES	15-ago-06	133 3
LUNES	03-jul-06	138 1	MIERCOLES	16-ago-06	133 3
MARTES	04-jul-06	128 5	JUEVES	17-ago-06	133 2
MIERCOLES	05-jul-06	124 7	VIERNES	18-ago-06	133 3
JUEVES	06-jul-06	126 4	SABADO	19-ago-06	130 0
VIERNES	07-jul-06	129 3	DOMINGO	20-ago-06	130 0
SABADO	08-jul-06	126 9	LUNES	21-ago-06	131 6

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
LUNES	28-jun-10	160 0	MIERCOLES	11-ago-10	153 0
MARTES	29-jun-10	145 8	JUEVES	12-ago-10	155 9
MIERCOLES	30-jun-10	146 3	VIERNES	13-ago-10	151 4
JUEVES	01-jul-10	144 5	SABADO	14-ago-10	153 5
VIERNES	02-jul-10	141 8	DOMINGO	15-ago-10	151 2
SABADO	03-jul-10	162 2	LUNES	16-ago-10	150 3
DOMINGO	04-jul-10	159 6	MARTES	17-ago-10	156 3
LUNES	05-jul-10	162 2	MIERCOLES	18-ago-10	156 3
MARTES	06-jul-10	161 5	JUEVES	19-ago-10	157 1
MIERCOLES	07-jul-10	161 7	VIERNES	20-ago-10	159 5
JUEVES	08-jul-10	161 3	SABADO	21-ago-10	153 8
VIERNES	09-jul-10	161 7	DOMINGO	22-ago-10	153 0
SABADO	10-jul-10	129 9	LUNES	23-ago-10	157 9
DOMINGO	11-jul-10	124 5	MARTES	24-ago-10	154 4
LUNES	12-jul-10	135 2	MIERCOLES	25-ago-10	151 7
MARTES	13-jul-10	154 7	JUEVES	26-ago-10	152 3
MIERCOLES	14-jul-10	155 4	VIERNES	27-ago-10	154 8
JUEVES	15-jul-10	154 1	SABADO	28-ago-10	151 7
VIERNES	16-jul-10	154 7	DOMINGO	29-ago-10	145 7
SABADO	17-jul-10	168 1	LUNES	30-ago-10	148 3
DOMINGO	18-jul-10	161 9	MARTES	31-ago-10	155 6
LUNES	19-jul-10	167 7	MIERCOLES	01-sep-10	155 5
MARTES	20-jul-10	163 5	JUEVES	02-sep-10	155 5
MIERCOLES	21-jul-10	167 4	VIERNES	03-sep-10	153 6
JUEVES	22-jul-10	167 2	SABADO	04-sep-10	129 4
VIERNES	23-jul-10	168 3	DOMINGO	05-sep-10	124 7
SABADO	24-jul-10	163 2	LUNES	06-sep-10	133 4
DOMINGO	25-jul-10	158 5	MARTES	07-sep-10	132 5
LUNES	26-jul-10	162 2	MIERCOLES	08-sep-10	132 9
MARTES	27-jul-10	161 6	JUEVES	09-sep-10	133 0
MIERCOLES	28-jul-10	159 6	VIERNES	10-sep-10	131 8
JUEVES	29-jul-10	165 8	SABADO	11-sep-10	121 1
VIERNES	30-jul-10	165 6	DOMINGO	12-sep-10	114 9
SABADO	31-jul-10	147 6	LUNES	13-sep-10	130 5
DOMINGO	01-ago-10	147 6	MARTES	14-sep-10	124 8
LUNES	02-ago-10	155 0	MIERCOLES	15-sep-10	127 1
MARTES	03-ago-10	155 6	JUEVES	16-sep-10	127 6
MIERCOLES	04-ago-10	160 0	VIERNES	17-sep-10	126 4
JUEVES	05-ago-10	158 3	SABADO	18-sep-10	132 2
VIERNES	06-ago-10	157 8	DOMINGO	19-sep-10	131 0
SABADO	07-ago-10	149 8	LUNES	20-sep-10	132 3
DOMINGO	08-ago-10	147 9	MARTES	21-sep-10	135 6
LUNES	09-ago-10	153 6	MIERCOLES	22-sep-10	141 8

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
MIERCOLES	15-jun-11	271 1	VIERNES	29-jul-11	239 8
JUEVES	16-jun-11	271 1	SABADO	30-jul-11	238 0
VIERNES	17-jun-11	266 6	DOMINGO	31-jul-11	237 3
SABADO	18-jun-11	266 4	LUNES	01-ago-11	256 8
DOMINGO	19-jun-11	265 5	MARTES	02-ago-11	264 2
LUNES	20-jun-11	261 4	MIERCOLES	03-ago-11	261 7
MARTES	21-jun-11	258 2	JUEVES	04-ago-11	276 1
MIERCOLES	22-jun-11	250 5	VIERNES	05-ago-11	290 8
JUEVES	23-jun-11	248 0	SABADO	06-ago-11	258 6
VIERNES	24-jun-11	242 1	DOMINGO	07-ago-11	250 3
SABADO	25-jun-11	270 8	LUNES	08-ago-11	263 5
DOMINGO	26-jun-11	265 2	MARTES	09-ago-11	307 1
LUNES	27-jun-11	281 9	MIERCOLES	10-ago-11	300 4
MARTES	28-jun-11	292 6	JUEVES	11-ago-11	306 1
MIERCOLES	29-jun-11	273 8	VIERNES	12-ago-11	308 0
JUEVES	30-jun-11	297 1	SABADO	13-ago-11	286 3
VIERNES	01-jul-11	276 8	DOMINGO	14-ago-11	281 6
SABADO	02-jul-11	253 5	LUNES	15-ago-11	284 9
DOMINGO	03-jul-11	241 9	MARTES	16-ago-11	286 2
LUNES	04-jul-11	248 3	MIERCOLES	17-ago-11	287 1
MARTES	05-jul-11	287 7	JUEVES	18-ago-11	271 3
MIERCOLES	06-jul-11	270 0	VIERNES	19-ago-11	286 5
JUEVES	07-jul-11	258 8	SABADO	20-ago-11	273 5
VIERNES	08-jul-11	293 4	DOMINGO	21-ago-11	268 8
SABADO	09-jul-11	274 2	LUNES	22-ago-11	274 0
DOMINGO	10-jul-11	262 8	MARTES	23-ago-11	293 2
LUNES	11-jul-11	270 1	MIERCOLES	24-ago-11	265 9
MARTES	12-jul-11	317 0	JUEVES	25-ago-11	261 5
MIERCOLES	13-jul-11	261 6	VIERNES	26-ago-11	267 1
JUEVES	14-jul-11	284 1	SABADO	27-ago-11	263 6
VIERNES	15-jul-11	281 7	DOMINGO	28-ago-11	239 2
SABADO	16-jul-11	217 5	LUNES	29-ago-11	269 0
DOMINGO	17-jul-11	196 6	MARTES	30-ago-11	250 4
LUNES	18-jul-11	240 5	MIERCOLES	31-ago-11	259 8
MARTES	19-jul-11	245 9	JUEVES	01-sep-11	273 6
MIERCOLES	20-jul-11	249 0	VIERNES	02-sep-11	253 9
JUEVES	21-jul-11	249 4	SABADO	03-sep-11	257 2
VIERNES	22-jul-11	243 4	DOMINGO	04-sep-11	237 5
SABADO	23-jul-11	248 9	LUNES	05-sep-11	253 9
DOMINGO	24-jul-11	241 0	MARTES	06-sep-11	242 4
LUNES	25-jul-11	261 3	MIERCOLES	07-sep-11	243 5
MARTES	26-jul-11	297 9	JUEVES	08-sep-11	241 8
MIERCOLES	27-jul-11	278 2	VIERNES	09-sep-11	223 7
JUEVES	28-jul-11	298 5	SABADO	10-sep-11	233 6

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
MARTES	28-ago-12	183 7	JUEVES	11-oct-12	218 2
MIÉRCOLES	29-ago-12	184 2	VIERNES	12-oct-12	213 0
JUEVES	30-ago-12	177 6	SABADO	13-oct-12	185 2
VIERNES	31-ago-12	178 1	DOMINGO	14-oct-12	177 8
SABADO	01-sep-12	176 0	LUNES	15-oct-12	173 2
DOMINGO	02-sep-12	174 5	MARTES	16-oct-12	175 7
LUNES	03-sep-12	175 9	MIÉRCOLES	17-oct-12	174 5
MARTES	04-sep-12	176 1	JUEVES	18-oct-12	173 0
MIÉRCOLES	05-sep-12	175 0	VIERNES	19-oct-12	167 1
JUEVES	06-sep-12	178 8	SABADO	20-oct-12	170 0
VIERNES	07-sep-12	181 8	DOMINGO	21-oct-12	158 8
SABADO	08-sep-12	178 8	LUNES	22-oct-12	170 0
DOMINGO	09-sep-12	170 0	MARTES	23-oct-12	168 5
LUNES	10-sep-12	181 9	MIÉRCOLES	24-oct-12	166 1
MARTES	11-sep-12	183 5	JUEVES	25-oct-12	167 1
MIÉRCOLES	12-sep-12	189 5	VIERNES	26-oct-12	170 6
JUEVES	13-sep-12	183 6	SABADO	27-oct-12	149 8
VIERNES	14-sep-12	181 3	DOMINGO	28-oct-12	149 9
SABADO	15-sep-12	185 1	LUNES	29-oct-12	156 5
DOMINGO	16-sep-12	184 6	MARTES	30-oct-12	158 4
LUNES	17-sep-12	185 6	MIÉRCOLES	31-oct-12	158 9
MARTES	18-sep-12	184 6	JUEVES	01-nov-12	159 2
MIÉRCOLES	19-sep-12	188 7	VIERNES	02-nov-12	159 4
JUEVES	20-sep-12	189 8	SABADO	03-nov-12	161 8
VIERNES	21-sep-12	188 7	DOMINGO	04-nov-12	159 0
SABADO	22-sep-12	174 4	LUNES	05-nov-12	162 8
DOMINGO	23-sep-12	174 4	MARTES	06-nov-12	162 6
LUNES	24-sep-12	186 5	MIÉRCOLES	07-nov-12	163 0
MARTES	25-sep-12	190 0	JUEVES	08-nov-12	162 6
MIÉRCOLES	26-sep-12	197 8	VIERNES	09-nov-12	160 9
JUEVES	27-sep-12	183 1	SABADO	10-nov-12	188 6
VIERNES	28-sep-12	181 3	DOMINGO	11-nov-12	190 0
SABADO	29-sep-12	233 2	LUNES	12-nov-12	190 6
DOMINGO	30-sep-12	232 9	MARTES	13-nov-12	192 1
LUNES	01-oct-12	232 9	MIÉRCOLES	14-nov-12	192 1
MARTES	02-oct-12	233 2	JUEVES	15-nov-12	183 2
MIÉRCOLES	03-oct-12	233 2	VIERNES	16-nov-12	190 5
JUEVES	04-oct-12	234 4	SABADO	17-nov-12	150 0
VIERNES	05-oct-12	232 3	DOMINGO	18-nov-12	144 1
SABADO	06-oct-12	218 0	LUNES	19-nov-12	153 5
DOMINGO	07-oct-12	218 0	MARTES	20-nov-12	148 4
LUNES	08-oct-12	218 2	MIÉRCOLES	21-nov-12	145 8
MARTES	09-oct-12	209 5	JUEVES	22-nov-12	145 7
MIÉRCOLES	10-oct-12	207 2	VIERNES	23-nov-12	142 0

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día		Costo Promedio (\$/MW)
JUEVES	15-ago-13	166 7	SABADO	28-sep-13	140 3
VIERNES	16-ago-13	170 5	DOMINGO	29-sep-13	108 3
SABADO	17-ago-13	162 9	LUNES	30-sep-13	129 5
DOMINGO	18-ago-13	163 6	MARTES	01-oct-13	143 5
LUNES	19-ago-13	157 4	MIERCOLES	02-oct-13	145 7
MARTES	20-ago-13	179 6	JUEVES	03-oct-13	148 4
MIERCOLES	21-ago-13	185 5	VIERNES	04-oct-13	146 9
JUEVES	22-ago-13	185 7	SABADO	05-oct-13	73 5
VIERNES	23-ago-13	189 2	DOMINGO	06-oct-13	44 8
SABADO	24-ago-13	178 1	LUNES	07-oct-13	103 7
DOMINGO	25-ago-13	178 2	MARTES	08-oct-13	104 6
LUNES	26-ago-13	178 1	MIERCOLES	09-oct-13	147 0
MARTES	27-ago-13	179 5	JUEVES	10-oct-13	150 3
MIERCOLES	28-ago-13	179 5	VIERNES	11-oct-13	146 9
JUEVES	29-ago-13	173 2	SABADO	12-oct-13	156 7
VIERNES	30-ago-13	175 8	DOMINGO	13-oct-13	151 3
SABADO	31-ago-13	168 1	LUNES	14-oct-13	160 8
DOMINGO	01-sep-13	164 3	MARTES	15-oct-13	155 7
LUNES	02-sep-13	172 5	MIERCOLES	16-oct-13	156 1
MARTES	03-sep-13	174 5	JUEVES	17-oct-13	156 6
MIERCOLES	04-sep-13	173 2	VIERNES	18-oct-13	155 5
JUEVES	05-sep-13	172 8	SABADO	19-oct-13	147 9
VIERNES	06-sep-13	171 1	DOMINGO	20-oct-13	147 0
SABADO	07-sep-13	165 5	LUNES	21-oct-13	148 5
DOMINGO	08-sep-13	177 0	MARTES	22-oct-13	143 1
LUNES	09-sep-13	174 1	MIERCOLES	23-oct-13	153 6
MARTES	10-sep-13	166 4	JUEVES	24-oct-13	156 8
MIERCOLES	11-sep-13	166 6	VIERNES	25-oct-13	152 2
JUEVES	12-sep-13	171 9	SABADO	26-oct-13	145 7
VIERNES	13-sep-13	170 5	DOMINGO	27-oct-13	145 7
SABADO	14-sep-13	168 2	LUNES	28-oct-13	151 4
DOMINGO	15-sep-13	162 7	MARTES	29-oct-13	157 9
LUNES	16-sep-13	168 0	MIERCOLES	30-oct-13	148 2
MARTES	17-sep-13	164 1	JUEVES	31-oct-13	148 8
MIERCOLES	18-sep-13	162 2	VIERNES	01-nov-13	149 9
JUEVES	19-sep-13	162 5	SABADO	02-nov-13	144 5
VIERNES	20-sep-13	160 4	DOMINGO	03-nov-13	145 7
SABADO	21-sep-13	145 8	LUNES	04-nov-13	145 0
DOMINGO	22-sep-13	144 5	MARTES	05-nov-13	146 4
LUNES	23-sep-13	152 9	MIERCOLES	06-nov-13	157 6
MARTES	24-sep-13	157 0	JUEVES	07-nov-13	147 5
MIERCOLES	25-sep-13	158 2	VIERNES	08-nov-13	142 0
JUEVES	26-sep-13	146 0	SABADO	09-nov-13	145 7
VIERNES	27-sep-13	146 2	DOMINGO	10-nov-13	145 6

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
LUNES	11-nov-13	145 7	MIERCOLES	25-dic-13	285 2
MARTES	12-nov-13	147 4	JUEVES	26-dic-13	285 2
MIERCOLES	13-nov-13	147 0	VIERNES	27-dic-13	285 2
JUEVES	14-nov-13	153 6	SABADO	28-dic-13	286 1
VIERNES	15-nov-13	158 1	DOMINGO	29-dic-13	289 3
SABADO	16-nov-13	148 0	LUNES	30-dic-13	286 1
DOMINGO	17-nov-13	145 6	MARTES	31-dic-13	286 1
LUNES	18-nov-13	160 2	MIERCOLES	01-ene-14	289 3
MARTES	19-nov-13	152 2	JUEVES	02-ene-14	289 3
MIERCOLES	20-nov-13	157 7	VIERNES	03-ene-14	289 3
JUEVES	21-nov-13	159 9	SABADO	04-ene-14	287 6
VIERNES	22-nov-13	164 5	DOMINGO	05-ene-14	287 6
SABADO	23-nov-13	175 4	LUNES	06-ene-14	287 6
DOMINGO	24-nov-13	174 4	MARTES	07-ene-14	287 6
LUNES	25-nov-13	174 4	MIERCOLES	08-ene-14	287 6
MARTES	26-nov-13	171 2	JUEVES	09-ene-14	287 6
MIERCOLES	27-nov-13	171 2	VIERNES	10-ene-14	287 6
JUEVES	28-nov-13	171 2	SABADO	11-ene-14	287 1
VIERNES	29-nov-13	171 1	DOMINGO	12-ene-14	280 3
SABADO	30-nov-13	173 3	LUNES	13-ene-14	283 8
DOMINGO	01-dic-13	171 7	MARTES	14-ene-14	282 5
LUNES	02-dic-13	171 6	MIERCOLES	15-ene-14	280 5
MARTES	03-dic-13	171 4	JUEVES	16-ene-14	283 8
MIERCOLES	04-dic-13	173 5	VIERNES	17-ene-14	283 8
JUEVES	05-dic-13	174 4	SABADO	18-ene-14	287 8
VIERNES	06-dic-13	168 8	DOMINGO	19-ene-14	284 6
SABADO	07-dic-13	154 4	LUNES	20-ene-14	288 9
DOMINGO	08-dic-13	154 4	MARTES	21-ene-14	288 9
LUNES	09-dic-13	155 8	MIERCOLES	22-ene-14	289 1
MARTES	10-dic-13	176 0	JUEVES	23-ene-14	288 9
MIERCOLES	11-dic-13	181 3	VIERNES	24-ene-14	288 9
JUEVES	12-dic-13	185 5	SABADO	25-ene-14	289 6
VIERNES	13-dic-13	174 2	DOMINGO	26-ene-14	289 0
SABADO	14-dic-13	170 6	LUNES	27-ene-14	268 7
DOMINGO	15-dic-13	171 5	MARTES	28-ene-14	277 6
LUNES	16-dic-13	171 1	MIERCOLES	29-ene-14	282 9
MARTES	17-dic-13	170 6	JUEVES	30-ene-14	286 8
MIERCOLES	18-dic-13	208 5	VIERNES	31-ene-14	274 4
JUEVES	19-dic-13	168 7	SABADO	01-feb-14	284 6
VIERNES	20-dic-13	170 0	DOMINGO	02-feb-14	281 7
SABADO	21-dic-13	288 5	LUNES	03-feb-14	284 6
DOMINGO	22-dic-13	285 2	MARTES	04-feb-14	284 6
LUNES	23-dic-13	285 2	MIERCOLES	05-feb-14	284 6
MARTES	24-dic-13	285 2	JUEVES	06-feb-14	284 6

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
DOMINGO	22-mar-15	89 5	MARTES	05-may-15	94 0
LUNES	23-mar-15	98 8	MIERCOLES	06-may-15	99 0
MARTES	24-mar-15	90 7	JUEVES	07-may-15	93 1
MIERCOLES	25-mar-15	90 3	VIERNES	08-may-15	93 1
JUEVES	26-mar-15	91 4	SÁBADO	09-may-15	96 5
VIERNES	27-mar-15	87 4	DOMINGO	10-may-15	95 4
SABADO	28-mar-15	89 7	LUNES	11-may-15	117 9
DOMINGO	29-mar-15	86 5	MARTES	12-may-15	121 7
LUNES	30-mar-15	96 7	MIERCOLES	13-may-15	119 2
MARTES	31-mar-15	95 0	JUEVES	14-may-15	111 7
MIERCOLES	01-abr-15	87 5	VIERNES	15-may-15	102 5
JUEVES	02-abr-15	84 5	SABADO	16-may-15	98 7
VIERNES	03-abr-15	86 8	DOMINGO	17-may-15	94 9
SABADO	04-abr-15	91 9	LUNES	18-may-15	110 4
DOMINGO	05-abr-15	86 0	MARTES	19-may-15	113 4
LUNES	06-abr-15	89 6	MIERCOLES	20-may-15	114 9
MARTES	07-abr-15	94 4	JUEVES	21-may-15	109 4
MIERCOLES	08-abr-15	91 2	VIERNES	22-may-15	124 4
JUEVES	09-abr-15	90 2	SABADO	23-may-15	98 9
VIERNES	10-abr-15	86 7	DOMINGO	24-may-15	87 2
SABADO	11-abr-15	89 4	LUNES	25-may-15	86 5
DOMINGO	12-abr-15	89 2	MARTES	26-may-15	85 8
LUNES	13-abr-15	92 8	MIERCOLES	27-may-15	89 4
MARTES	14-abr-15	91 6	JUEVES	28-may-15	86 9
MIERCOLES	15-abr-15	92 8	VIERNES	29-may-15	93 9
JUEVES	16-abr-15	90 8	SÁBADO	30-may-15	92 9
VIERNES	17-abr-15	90 0	DOMINGO	31-may-15	87 8
SABADO	18-abr-15	88 0	LUNES	01-jun-15	94 8
DOMINGO	19-abr-15	88 0	MARTES	02-jun-15	112 2
LUNES	20-abr-15	91 8	MIERCOLES	03-jun-15	103 0
MARTES	21-abr-15	89 7	JUEVES	04-jun-15	87 8
MIERCOLES	22-abr-15	91 6	VIERNES	05-jun-15	88 5
JUEVES	23-abr-15	91 1	SABADO	06-jun-15	100 8
VIERNES	24-abr-15	89 1	DOMINGO	07-jun-15	85 1
SABADO	25-abr-15	96 7	LUNES	08-jun-15	91 2
DOMINGO	26-abr-15	88 3	MARTES	09-jun-15	94 9
LUNES	27-abr-15	117 1	MIERCOLES	10-jun-15	93 5
MARTES	28-abr-15	122 2	JUEVES	11-jun-15	92 7
MIERCOLES	29-abr-15	120 2	VIERNES	12-jun-15	101 6
JUEVES	30-abr-15	109 6	SÁBADO	13-jun-15	95 4
VIERNES	01-may-15	88 1	DOMINGO	14-jun-15	83 2
SABADO	02-may-15	91 6	LUNES	15-jun-15	95 8
DOMINGO	03-may-15	91 4	MARTES	16-jun-15	129 6
LUNES	04-may-15	92 9	MIERCOLES	17-jun-15	117 7

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
JUEVES	18-jun-15	98 7	SABADO	01-ago-15	75 9
VIERNES	19-jun-15	119 5	DOMINGO	02-ago-15	75 9
SABADO	20-jun-15	93 5	LUNES	03-ago-15	84 2
DOMINGO	21-jun-15	87 4	MARTES	04-ago-15	85 3
LUNES	22-jun-15	84 0	MIERCOLES	05-ago-15	110 6
MARTES	23-jun-15	95 2	JUEVES	06-ago-15	110 0
MIERCOLES	24-jun-15	118 9	VIERNES	07-ago-15	120 5
JUEVES	25-jun-15	114 5	SÁBADO	08-ago-15	84 7
VIERNES	26-jun-15	109 6	DOMINGO	09-ago-15	78 6
SABADO	27-jun-15	64 2	LUNES	10-ago-15	83 5
DOMINGO	28-jun-15	60 1	MARTES	11-ago-15	94 9
LUNES	29-jun-15	82 9	MIERCOLES	12-ago-15	96 6
MARTES	30-jun-15	73 3	JUEVES	13-ago-15	93 7
MIERCOLES	01-jul-15	94 8	VIERNES	14-ago-15	84 2
JUEVES	02-jul-15	84 7	SABADO	15-ago-15	89 0
VIERNES	03-jul-15	85 6	DOMINGO	16-ago-15	91 9
SABADO	04-jul-15	60 5	LUNES	17-ago-15	107 6
DOMINGO	05-jul-15	65 6	MARTES	18-ago-15	97 7
LUNES	06-jul-15	83 3	MIERCOLES	19-ago-15	98 2
MARTES	07-jul-15	74 3	JUEVES	20-ago-15	99 9
MIERCOLES	08-jul-15	71 0	VIERNES	21-ago-15	105 5
JUEVES	09-jul-15	73 1	SABADO	22-ago-15	83 1
VIERNES	10-jul-15	78 0	DOMINGO	23-ago-15	66 8
SABADO	11-jul-15	45 9	LUNES	24-ago-15	79 4
DOMINGO	12-jul-15	48 0	MARTES	25-ago-15	67 0
LUNES	13-jul-15	67 2	MIERCOLES	26-ago-15	73 2
MARTES	14-jul-15	83 9	JUEVES	27-ago-15	78 7
MIERCOLES	15-jul-15	74 3	VIERNES	28-ago-15	83 3
JUEVES	16-jul-15	84 1	SABADO	29-ago-15	82 1
VIERNES	17-jul-15	94 2	DOMINGO	30-ago-15	81.3
SABADO	18-jul-15	78 2	LUNES	31-ago-15	97 4
DOMINGO	19-jul-15	29 0	MARTES	01-sep-15	84 9
LUNES	20-jul-15	44 8	MIERCOLES	02-sep-15	89 3
MARTES	21-jul-15	54 3	JUEVES	03-sep-15	77 6
MIERCOLES	22-jul-15	82 6	VIERNES	04-sep-15	85 3
JUEVES	23-jul-15	38 5	SABADO	05-sep-15	72 9
VIERNES	24-jul-15	51 5	DOMINGO	06-sep-15	68 1
SÁBADO	25-jul-15	44 3	LUNES	07-sep-15	80 6
DOMINGO	26-jul-15	26 0	MARTES	08-sep-15	88.2
LUNES	27-jul-15	72 8	MIERCOLES	09-sep-15	87 0
MARTES	28-jul-15	105 5	JUEVES	10-sep-15	72 6
MIERCOLES	29-jul-15	91 2	VIERNES	11-sep-15	74 4
JUEVES	30-jul-15	87 4	SABADO	12-sep-15	60 3
VIERNES	31-jul-15	85 4	DOMINGO	13-sep-15	65 8

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)	Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
LUNES	14-sep-15	73 1	MIÉRCOLES	28-oct-15	86 1
MARTES	15-sep-15	78 9	JUEVES	29-oct-15	105 0
MIÉRCOLES	16-sep-15	78 9	VIERNES	30-oct-15	129 2
JUEVES	17-sep-15	81 8	SABADO	31-oct-15	80 3
VIERNES	18-sep-15	91 0	DOMINGO	01-nov-15	72 0
SABADO	19-sep-15	80 7	LUNES	02-nov-15	87 3
DOMINGO	20-sep-15	76 0	MARTES	03-nov-15	65 1
LUNES	21-sep-15	95 7	MIÉRCOLES	04-nov-15	82 5
MARTES	22-sep-15	85 1	JUEVES	05-nov-15	74 3
MIÉRCOLES	23-sep-15	78 5	VIERNES	06-nov-15	86 8
JUEVES	24-sep-15	75 1	SABADO	07-nov-15	67 0
VIERNES	25-sep-15	76 1	DOMINGO	08-nov-15	74 6
SABADO	26-sep-15	72 9	LUNES	09-nov-15	112 1
DOMINGO	27-sep-15	71 0	MARTES	10-nov-15	73 1
LUNES	28-sep-15	79 7	MIÉRCOLES	11-nov-15	124 3
MARTES	29-sep-15	79 5	JUEVES	12-nov-15	104 0
MIÉRCOLES	30-sep-15	79 7	VIERNES	13-nov-15	141 6
JUEVES	01-oct-15	73 8	SABADO	14-nov-15	77 6
VIERNES	02-oct-15	79 9	DOMINGO	15-nov-15	91 8
SABADO	03-oct-15	72 0	LUNES	16-nov-15	96 22
DOMINGO	04-oct-15	78 0	MARTES	17-nov-15	66 20
LUNES	05-oct-15	59 7	MIÉRCOLES	18-nov-15	66 51
MARTES	06-oct-15	83 0	JUEVES	19-nov-15	53 188
MIÉRCOLES	07-oct-15	76 1	VIERNES	20-nov-15	119 44
JUEVES	08-oct-15	77 7	SABADO	21-nov-15	57 7
VIERNES	09-oct-15	77 4	DOMINGO	22-nov-15	41 7
SABADO	10-oct-15	77 1	LUNES	23-nov-15	84 9
DOMINGO	11-oct-15	72 6	MARTES	24-nov-15	61 8
LUNES	12-oct-15	76 0	MIÉRCOLES	25-nov-15	41 8
MARTES	13-oct-15	72 3	JUEVES	26-nov-15	88 1
MIÉRCOLES	14-oct-15	72 0	VIERNES	27-nov-15	66 8
JUEVES	15-oct-15	67 8	SABADO	28-nov-15	68 6
VIERNES	16-oct-15	69 1	DOMINGO	29-nov-15	66 7
SABADO	17-oct-15	66 0	LUNES	30-nov-15	73 4
DOMINGO	18-oct-15	64 2	MARTES	01-dic-15	65 1
LUNES	19-oct-15	53 9	MIÉRCOLES	02-dic-15	102 9
MARTES	20-oct-15	77 3	JUEVES	03-dic-15	102 7
MIÉRCOLES	21-oct-15	81 7	VIERNES	04-dic-15	97 2
JUEVES	22-oct-15	76 5	SABADO	05-dic-15	69 7
VIERNES	23-oct-15	86 2	DOMINGO	06-dic-15	68 7
SABADO	24-oct-15	68 6	LUNES	07-dic-15	49 0
DOMINGO	25-oct-15	64 4	MARTES	08-dic-15	50 5
LUNES	26-oct-15	84 6	MIÉRCOLES	09-dic-15	89 8
MARTES	27-oct-15	91 2	JUEVES	10-dic-15	85 3

Tabla representativa del CMS promedio diario

Día	Fecha	Costo Promedio (\$/MW)
VIERNES	11-dic-15	85 0
SABADO	12-dic-15	122 7
DOMINGO	13-dic-15	112 6
LUNES	14-dic-15	123 3
MARTES	15-dic-15	115 5
MIERCOLES	16-dic-15	112 2
JUEVES	17-dic-15	106 2
VIERNES	18-dic-15	111 8
SABADO	19-dic-15	93 0
DOMINGO	20-dic-15	85 2
LUNES	21-dic-15	200 9
MARTES	22-dic-15	114 2
MIERCOLES	23-dic-15	80 3
JUEVES	24-dic-15	77 3
VIERNES	25-dic-15	77 3
SABADO	26-dic-15	61 3
DOMINGO	27-dic-15	69 9
LUNES	28-dic-15	76 1
MARTES	29-dic-15	61 0
MIERCOLES	30-dic-15	63 3
JUEVES	31-dic-15	61 6
VIERNES	01-ene-16	51 5
SÁBADO	02-ene-16	36 6
DOMINGO	03-ene-16	60 9

Tabla representativa del CMS promedio diario

ANEXO B

Cuadro N°12. Detalles de Plantas Generadoras, su correspondiente Agente Productor y

Tipo de Generación Eléctrica al 22 de Febrero de 2016

Agente Productor	Planta Generadora	Tipo de Generación
Autoridad del Canal de Panamá	ACPI	Hidráulica
	ACP2	Térmica
	ACP3	Térmica
	ACP4	Combinación Térmica-Hidráulica (Retrada)
	ACP5	Combinación Térmica-Hidráulica (Retrada)
Empresa de Energía y Servicios de Panamá, S A	ALGARROBO G1	Hidráulica
	ALGARROBO G2	Hidráulica
Ideal Panamá, S A	BAITUN G1	Hidráulica de Pasada
	BAITUN G2	Hidráulica de Pasada
Ideal Panamá, S A	BAITUN G4	Hidráulica de Pasada
	BAJO DE MINA G1	Hidráulica de Pasada
	BAJO DE MINA G2	Hidráulica de Pasada
	BAJO DE MINA G3	Hidráulica de Pasada
AES Panamá	BAYANO G1	Hidráulica de Embalse
	BAYANO G2	Hidráulica de Embalse
	BAYANO G1	Hidráulica de Embalse
	BAYANO G2	Hidráulica de Embalse
	BAYANO G3	Hidráulica de Embalse
Celsia Bahía Las Minas Corp	BAHÍA LAS MINAS CARBON	Carbón
	BAHÍA LAS MINAS CICLO	Térmica
	BAHÍA LAS MINAS G8	Térmica
Hidroecológica del Teribe	BONYIC G1	Hidráulica de Pasada
	BONYIC G2	Hidráulica de Pasada
	BONYIC G3	Hidráulica de Pasada
Empresa Nacional de Energía, S A	BUGABA 1 G1	Hidráulica de Pasada
	BUGABA 1 G2	Hidráulica de Pasada
	BUGABA 1 G3	Hidráulica de Pasada
	BUGABA 2 G1	Hidráulica de Pasada
	BUGABA 2 G2	Hidráulica de Pasada
	BUGABA 2 G3	Hidráulica de Pasada

Celsia Alternegy, S A	CATIVA 1	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 2	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 3	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 4	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 5	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 6	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 7	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 8	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 9	Térmica Motores de Combustión
	CATIVA 10	Térmica Motores de Combustión
AES Changuinola	CHANGUINOLA1 G1	Hidráulica
	CHANGUINOLA1 G2	Hidráulica
	CHANGUINOLA1 G3	Hidráulica
Generadora Alto Valle, S A	COCHEA G1	Hidráulica de Pasada
	COCHEA G2	Hidráulica de Pasada
Isthmus Hidropower Corporation	CONCEPCION G1	Hidráulica
	CONCEPCION G2	Hidráulica
Divisa Solar 10 MW S A	DIVISA SOLAR G1	Solar
	DIVISA SOLAR G2	Solar
	DIVISA SOLAR G3	Solar
	DIVISA SOLAR G4	Solar
	DIVISA SOLAR G5	Solar
	DIVISA SOLAR G6	Solar
	DIVISA SOLAR G7	Solar
	DIVISA SOLAR G8	Solar
Empresa de Energía y Servicios de Panamá, S A	DOLEGA G1	Hidráulica
	DOLEGA G2	Hidráulica
	DOLEGA G3	Hidráulica
Llano Sanchez Solar Power	DON FELIX G1	Solar
	DON FELIX G2	Solar
Hydro Caisan, S A	EL ALTO G1	Hidráulica de Pasada
	EL ALTO G2	Hidráulica de Pasada

Hidro Ibérica, S A	EL FRAILE G1	Hidráulica de Pasada
	EL FRAILE G2	Hidráulica de Pasada
AES Panamá	ESTÍ G1	Hidráulica de Pasada
	ESTÍ G2	Hidráulica de Pasada
	ESTRELLA DE MAR G1	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G2	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G3	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G4	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G5	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G6	Térmica
	ESTRELLA DE MAR G7	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 1 G1	Térmica
Kanan Overseas Inc	ESTRELLA DEL NORTE 1 G2	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 2 G3	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 2 G4	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 2 G5	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 2 G6	Térmica
	ESTRELLA DEL NORTE 2 G7	Térmica
	ESTRELLA G1	Hidráulica de Pasada
AES Panamá	ESTRELLA G2	Hidráulica de Pasada
Farallón Solar 2 S A	FARALLON 2 G1	Solar
Enel Fortuna	FORTUNA G1	Hidráulica de Embalse
	FORTUNA G2	Hidráulica de Embalse
	FORTUNA G3	Hidráulica de Embalse
Valley Rise Investment Corp	GIRAL G2	Térmica Motores de Combustión
	GIRAL G3	Térmica Motores de Combustión
	GIRAL G4	Térmica Motores de Combustión
	GIRAL G5	Térmica Motores de Combustión
	GIRAL G6	Térmica Motores de Combustión

	GIRAL G7	Térmica Motores de Combustión
	GIRAL G8	Térmica Motores de Combustión
Celsia Bontex, S A	GUALACA G1	Hidráulica de Pasada
	GUALACA G2	Hidráulica de Pasada
Celsia Bahía Las Minas Corp	J BROWN G5	Térmica
	J BROWN G6	Térmica
Fountain Intertrade Corp	LA POTRA G1	Hidráulica de Pasada
	LA POTRA G2	Hidráulica de Pasada
	LA POTRA G3	Hidráulica de Pasada
	LA POTRA G4	Hidráulica de Pasada
Corporación de Energía del Istmo S A	LAS CRUCES G1	Hidráulica de Pasada
	LAS CRUCES G2	Hidráulica de Pasada
	LAS CRUCES G3	Hidráulica de Pasada
Isthmus Hidropower Corporation	LAS PERLAS NORTE G1	Hidráulica de Pasada
	LAS PERLAS NORTE G2	Hidráulica de Pasada
Las Perlas Sur, S A	LAS PERLAS SUR G1	Hidráulica de Pasada
	LAS PERLAS SUR G2	Hidráulica de Pasada
Celsia Alternegy, S A	LORENA G1	Hidráulica de Pasada
	LORENA G2	Hidráulica de Pasada
Saltos del Francolí, S A	LOS PLANETAS 1 G1	Hidráulica de Pasada
	LOS PLANETAS 1 G2	Hidráulica de Pasada
	LOS PLANETAS 1 G3	Hidráulica de Pasada
Empresa de Energía y Servicios de Panamá, S A	M MONTE G1	Hidráulica de Pasada
	M MONTE G2	Hidráulica de Pasada
Hidro Boquerón, S A	MACANO G1	Hidráulica de Pasada
	MACANO G2	Hidráulica de Pasada
Unión Eólica Panameña 2	MARAÑON	Eólica
Caldera Energy Corp	MENDRE 1	Hidráulica de Pasada
	MENDRE 2	Hidráulica de Pasada
Electrogeneradora del Istmo, S A	MENDRE2 G1	Hidráulica de Pasada
	MENDRE2 G2	Hidráulica de Pasada
Autoridad del Canal de Panamá	MIRAFLORES G1	Térmica
	MIRAFLORES G2	Térmica
	MIRAFLORES G5	Térmica
	MIRAFLORES G6	Térmica
	MIRAFLORES G9	Térmica
	MIRAFLORES G10	Térmica

Electron Investment, S A	MONTE LIRIO G1	Hidráulica de Pasada
	MONTE LIRIO G2	Hidráulica de Pasada
	MONTE LIRIO G3	Hidráulica de Pasada
Unión Eólica de Panamá 1	NUEVO CHAGRES	Eólica
	NUEVO CHAGRES 2 G1	Eólica
	NUEVO CHAGRES 2 G2	Eólica
	NUEVO CHAGRES 2 G3	Eólica
Pedregal Power	PACORA G1	Térmica Motores de Combustión
	PACORA G2	Térmica Motores de Combustion
	PACORA G3	Térmica Motores de Combustión
Panam Generating	PANAM G1	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G2	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G3	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G4	Termica Motores de Combustión
	PANAM G5	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G6	Térmica Motores de Combustion
Empresa de Generación Eléctrica, S A	PANAM G7	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G8	Térmica Motores de Combustión
	PANAM G9	Térmica Motores de Combustión
Paso Ancho Hydro Power	PASO ANCHO G1	Hidráulica de Pasada
	PASO ANCHO G2	Hidráulica de Pasada
Generadora Pedregalito	PEDREGALITO1 G1	Hidráulica de Pasada
	PEDREGALITO1 G2	Hidráulica de Pasada
Generadora Río Chico, S A	PEDREGALITO2 G1	Hidráulica de Pasada
	PEDREGALITO2 G2	Hidráulica de Pasada
Unión Eólica de Panamá 2	PORTOBELO G1	Eólica
	PROG 230-10	Interconexión Centroamericana
Celsia Alternegy, S A	PRUDENCIA G1	Hidráulica de Pasada
	PRUDENCIA G2	Hidráulica de Pasada

Unión Eólica de Panamá 2	ROSA DE LOS VIENTOS 2 G1	Eólica
	ROSA DE LOS VIENTOS 2 G2	Eólica
	ROSA DE LOS VIENTOS G1	Eólica
	ROSA DE LOS VIENTOS G1	Eólica
Hidropiedra, S A	RP490 G1	Hidráulica de Pasada
	RP490 G2	Hidráulica de Pasada
Fountain Intertrade Corp	SALSIPUEDES G1	Hidráulica de Pasada
	SALSIPUEDES G2	Hidráulica de Pasada
	SALSIPUEDES G3	Hidráulica de Pasada
Hidroeléctrica San Lorenzo	SAN LORENZO G1	Hidráulica de Pasada
	SAN LORENZO G2	Hidráulica de Pasada
Kanan Overseas Inc	SANTA INES G1	Térmica
	SANTA INES G2	Térmica
	SANTA INES G3	Térmica
	SANTA INES G4	Térmica
	SANTA INES G5	Térmica
	SANTA INES G6	Térmica
	SANTA INES G7	Térmica
	SANTA INES G8	Térmica
	SANTA INES G9	Térmica
	SANTA INES G10	Térmica
EGESA	SARIGUA G1	Solar
Enel Fortuna	SOLAR CHIRIQUI G1	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G2	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G3	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G4	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G5	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G6	Solar
	SOLAR CHIRIQUI G7	Solar
Generadora del Atlántico, S A	TCO CICLO	Térmica
	TERMOCOLON G1	Térmica
	TERMOCOLON G2	Térmica
AES Panamá	VALLES G1	Hidráulica de Pasada
	VALLES G2	Hidráulica de Pasada
Empresa de Energía y Servicios de Panamá, S A	YEGUADA G1	Hidráulica de Pasada
	YEGUADA G2	Hidráulica de Pasada
	YEGUADA G3	Hidráulica de Pasada

ANEXO C

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agentes de Mercado: Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las conexiones internacionales.

Autogenerador: Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a la Empresa de Transmisión y a otros agentes del mercado.

ASEP: La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de la República de Panamá es el ente regulador de los servicios públicos existente en Panamá. Es el ente que regula todo lo que concierne a las telecomunicaciones, la electricidad, el agua y el alcantarillado así como la radio y la televisión.

Cliente: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio, y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas reguladas.

Cliente final: Cliente o gran cliente que compra electricidad para su uso y no para la reventa.

CND: Centro Nacional de Despacho de la energía eléctrica en Panamá. Entidad dentro de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)

Cogenerador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicios distintos a energía eléctrica. Puede vender energía eléctrica a la Empresa de Transmisión y otros agentes del mercado.

Comercialización: Venta a clientes finales. Incluye la medición, lectura, facturación y cobro de la energía de la energía entregada.

Comprador principal: Ente responsable de efectuar la licitación para la compra de energía necesaria, a fin de satisfacer las necesidades de los distribuidores durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley

Despacho de carga: Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema eléctrico interconectado, con base en la optimización de criterios técnico económicos

Distribución: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente

Ente regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996

Generación: Producción de energía eléctrica por cualquier medio

Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada

Gran Cliente: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 500 KW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas

Interconexión internacional: Conjunto de transacciones relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países

kW: Un kW es una unidad de medida de potencia. Su unidad básica es el vatio (W) y equivale a un julio por segundo ($1000\text{ W} = 1\text{ kW}$). Para que nos hagamos una idea, los aparatos eléctricos vienen definidos por su potencia, y esto nos indica los kilovatios que necesitan para hacerlos funcionar

Kilo Watt hora (KWh): Es una unidad de medida de energía, que equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (KW) durante una hora

Mercado de contratos: Conjunto de transacciones pactadas entre agentes del mercado

Mercado ocasional: Conjunto de transferencias de electricidad a corto plazo entre agentes del mercado, que no han sido establecidas mediante contratos

Plan de expansión: Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad

Transmisión: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía de eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta punto de recepción por la distribuidora o gran cliente

Transportista: Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica